

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



# **Estudo de viabilidade de sistema de autoconsumo industrial com cogeração**

**André Filipe da Rocha Couto**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro

Co-orientador: Engenheiro Armando Manuel dos Santos Veiga Paulo

16 de Julho de 2015

A Dissertação intitulada

**“Estudo de Viabilidade de Sistema de Autoconsumo Industrial com  
Cogeração”**

foi aprovada em provas realizadas em 15-07-2015


o júri

  
Presidente **Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

  
**Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes**  
Professor Coordenador C/Agregação do Departamento de Engenharia Electrotécnica  
e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa

  
**Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.

  
**Autor - André Filipe da Rocha Couto**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

A cogeração apresenta-se como sendo um meio descentralizado de produção combinada de energia elétrica e térmica que, aquando do seu devido aproveitamento, permite a obtenção de mais-valias que se concentram essencialmente a um nível económico, social e ambiental.

Tendo em consideração os inúmeros benefícios proporcionados pela proliferação deste tipo de sistemas, bem como a existência de sucessivos enquadramentos legais favoráveis, a cogeração foi uma solução que foi crescendo sobretudo no seio do setor industrial nacional, tendo atingido, no ano de 2013, um valor de potência instalada em torno dos 1300 MW. No entanto, apesar de devidamente reconhecida, esta atividade sofreu um revés considerável no decorrer dos últimos anos e que sucedeu sobretudo em virtude da publicação do DL n.º 23/2010. Desta forma, essencialmente devido à menor tarifa elétrica proporcionada ao abrigo deste enquadramento legal, a publicação do mesmo apresentou consequências gravosas para este setor e que se concentraram essencialmente no fecho de diversas centrais assim que terminaram o seu período de permanência no anterior enquadramento legal, bem como pela inexistência de novos investimentos.

Conhecendo esta realidade, e tendo em consideração a recente publicação do DL n.º 68-A/2015 que veio introduzir na legislação nacional o conceito de autoconsumo com cogeração, a presente dissertação visou essencialmente estudar a viabilidade do mesmo. Desta forma, tendo por base os dados de uma central de cogeração exemplo, bem como os dados de um cliente industrial alimentado em média tensão, a metodologia implementada consistiu na simulação do valor dos dois formatos de energia capazes de serem obtidos através de uma instalação de cogeração, tendo estes dados servido de base aos estudos desenvolvidos.

Concluída a determinação quer da valorização da energia elétrica em cada uma das hipóteses estudadas, quer da energia térmica, foram desenvolvidos, tendo por base o *sLCOE*, estudos de viabilidade que permitiram comparar uma “situação tradicional” de cogeração com uma de autoconsumo. Tomando em consideração as duas possibilidades essenciais que são permitidas ao abrigo da atual legislação tornou-se compreensível que ambas são praticamente equivalentes para um regime de funcionamento usual e que englobe a totalidade das horas de pontas e cheias.

Em conclusão, e tendo por base os resultados obtidos, torna-se possível afirmar que não é expectável que a reduzida viabilidade proporcionada por qualquer uma das várias hipóteses previstas ao abrigo do DL n.º 68-A/2015 seja suficientemente aliciante para que este setor sofra novo revés e volte a seguir uma tendência de crescimento semelhante àquela que foi particularmente sentida ao longo das últimas 3 décadas. Desta forma, e apesar de atualmente se aguardar pela publicação de duas portarias que complementem a atual legislação deste setor, é previsível que a cogeração em Portugal continue numa fase descendente e que pode ser caracterizada essencialmente por representar um claro contrassenso face aos objetivos que são pretendidos a este nível por parte da União Europeia.

**Palavras-Chave:** Cogeração, Autoconsumo, Poupança de Energia Primária, Eficiência, Modalidade Especial, Modalidade Geral, Submodalidade B, Viabilidade.



# Abstract

The cogeneration presents itself as a decentralized mean of combining heat and power production that, when harnessed, allows for an economic, social and environmental gain.

Having in consideration the countless number of benefits provided by the proliferation of this kind of systems, as well as the existence of successive legal frameworks, the cogeneration was a solution that has been growing especially in the national industry sector, having achieved, in the year 2013, an installed power value of about 1300 MW. However, although properly recognized, this activity has suffered a considerable setback in the past years through the publication of the Decree-Law #23/2010. In this way, essentially due to the reduced electrical tariff applied under this legal framework, the publication of said decree presented serious consequences for this sector that concentrated mostly in the shutdown of several CHP plants when their period of stay in the anterior legal framework ended, as well as the lack of new investments.

Knowing this reality, and having in consideration the recent publication of the DL #68-A/2015 that introduced in the national legislation the concept of self-consumption using cogeneration, the present dissertation aimed essentially to study the viability of said concept. In this way, based on the data of a model CHP plant, as well as the data of an industrial client fed through medium-voltage, the implemented methodology consisted on the simulation of the thermal and electrical production values of a CHP plant, having this data served as a base for the developed studies.

After completing the above step, viability studies were developed, using sLCOE as a base, that allowed for a comparison between the “traditional situation” of cogeneration and a self-consumption one. Considering these two essential possibilities that are allowed under the current legislation, it has become comprehensible that both are practically equivalent for an usual operation regime that contains the flood and rush hours.

In conclusion, and based on the obtained results, it is possible to affirm that it's not expectable that the reduced viability provided by any of the various hypotheses foreseen under the Decree-Law #68-A/2015 is attractive enough for this sector to suffer a new setback and return to growth tendency similar to the one that was significantly felt through the last three decades. So, and although waiting for the publication of the two ordinances that complement the present legislation of this sector, it is predictable that CHP in Portugal continues in a downward spiral that can be characterized essentially by representing a clear contradiction in the light of the objectives that are intended by the European Union.

**Keywords:** Cogeneration, Self Consumption, Primary Energy Savings, Efficiency, Special Mode, General Mode, Submodality B, Viability.



# Agradecimentos

A presente dissertação representa o término de mais uma etapa da minha vida e como tal, gostaria de expressar o meu profundo agradecimento a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram não só para tornar esta etapa mais agradável como também para que a realização deste trabalho fosse possível.

Em primeiro lugar gostaria de expressar a minha profunda gratidão a toda a minha família, em especial aos meus pais Joaquim e Silvina, e à minha irmã Joana por todo o suporte que me deram até aqui e pelo esforço que fizeram para me proporcionar a oportunidade de obter uma completa formação. Sem vocês nada disto seria possível!

Ao meu orientador, o Eng. Cláudio Monteiro, não só pelo auxílio prestado ao longo deste trabalho como também por ser um exemplo de empenho e dedicação no exercício das suas funções.

A todos os profissionais da *Capwatt*, em especial ao Eng. Armando Veiga Paulo e ao Eng. Sérgio Rocha, por além de me terem dado a oportunidade de realização de um estágio profissional numa empresa que diariamente trabalha na área na qual a presente dissertação se insere, me terem recebido de forma exemplar e se terem mostrado sempre disponíveis para me auxiliar na realização desta tarefa.

À *COGEN Portugal*, sobretudo ao Eng. Miguel Gil Mata e à Dra. Cláudia Lopes, por se terem mostrado sempre disponíveis em colaborar com este trabalho.

À minha namorada Andreia por toda a compressão, pelo apoio, pelo carinho, e pelo incentivo constante. Obrigado por isso e sobretudo por teres estado sempre lá para me fazer acreditar em mim mesmo nos momentos mais difíceis.

Ao meu amigo do longa data Pedro por mais do que um amigo, ser como um irmão para mim. Obrigado por mesmo tendo uma atividade completamente distinta da minha teres estado sempre disponível com um sorriso.

A todos os amigos que fiz na FEUP ao longo destes 5 anos, em especial ao Eduardo, ao Daniel, ao Carlos, à Licas, ao Pedro Sousa, ao Pedro Teixeira, à Laura, ao Manel e ao Bruno por terem sido as pessoas mais próximas de mim e por se terem sempre mostrado disponíveis para me ajudar académica e pessoalmente. Juntos passamos muitos e bons momentos que para sempre irei recordar e certamente que sem vocês este percurso teria sido bem menos agradável.

A todos os meus amigos que mesmo não frequentando a faculdade ou não sendo alunos da FEUP estiveram comigo ao longo deste percurso. A vocês agradeço especialmente as palavras de incentivo nos momentos menos bons e a amizade que sempre demonstraram para comigo. Obrigado por semana após semana no pouco tempo que passávamos juntos me proporcionarem bons momentos, me ajudarem a descontraír e se esforçarem por me compreender e incentivar.

À minha colega de trabalho Ana por mesmo conhecendo-me à pouco tempo ter dado um precioso contributo para a correção do presente trabalho.

Finalmente gostaria de deixar uma palavra de apreço a todos aqueles que de uma forma ou de outra contribuíram quer para a minha formação académica e pessoal, quer para a realização desta dissertação.





*Talento é 1% inspiração e 99% transpiração.*

Thomas Edison



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento . . . . .	1
1.2	Motivação . . . . .	2
1.3	Objetivos . . . . .	4
1.4	Informação e Casos de Estudo . . . . .	5
1.5	Estrutura da Dissertação . . . . .	5
<b>2</b>	<b>Cogeração</b>	<b>7</b>
2.1	Conceito . . . . .	7
2.2	Benefícios decorrentes da utilização de sistemas de cogeração . . . . .	9
2.2.1	A superior eficiência do processo de cogeração . . . . .	9
2.2.2	O reduzido impacto ambiental da cogeração . . . . .	11
2.2.3	O impacto da cogeração para os seus promotores e para as redes elétricas . . . . .	12
2.2.4	O benefício da cogeração para a sociedade . . . . .	13
2.3	Possíveis problemas da cogeração . . . . .	13
2.4	Parâmetros caracterizadores de sistemas de cogeração . . . . .	14
2.5	Tecnologias de Cogeração . . . . .	16
2.5.1	Turbina a Gás . . . . .	17
2.5.2	Turbina a Vapor . . . . .	20
2.5.3	Ciclo Combinado . . . . .	22
2.5.4	Motor Alternativo ou de Combustão Interna . . . . .	23
2.5.5	Motor a Vapor . . . . .	27
2.5.6	Tecnologias Emergentes . . . . .	28
2.6	Trigeração . . . . .	30
2.7	Armazenamento térmico em sistemas de cogeração . . . . .	32
2.8	A cogeração em Portugal . . . . .	36
2.8.1	Enquadramento histórico . . . . .	36
2.8.2	Situação atual . . . . .	39
2.8.3	Potencial nacional de cogeração . . . . .	47
2.8.4	Barreiras ao desenvolvimento da cogeração e potenciais soluções . . . . .	48
2.8.5	A COGEN Portugal . . . . .	50
2.9	Situação Internacional da Cogeração . . . . .	50
2.9.1	O caso exemplar da Dinamarca e a importância das redes DHC . . . . .	53
2.10	Conclusões . . . . .	56

<b>3</b>	<b>Enquadramento legal da atividade de cogeração em Portugal</b>	<b>57</b>
3.1	Enquadramento Legal . . . . .	57
3.2	A Diretiva 2004/8/CE . . . . .	59
3.2.1	As tecnologias de cogeração abrangidas pela Diretiva 2004/8/CE . . . . .	60
3.2.2	O conceito da poupança de energia primária . . . . .	60
3.2.3	O processo de cálculo da eletricidade produzida em cogeração . . . . .	61
3.2.4	A garantia de origem da eletricidade produzida em cogeração . . . . .	62
3.2.5	Entrada em vigor da diretiva . . . . .	63
3.3	O Decreto-Lei n.º 23/2010 . . . . .	64
3.3.1	As diferentes modalidades remuneratórias . . . . .	64
3.3.1.1	A modalidade geral . . . . .	64
3.3.1.2	A modalidade especial . . . . .	66
3.3.2	Duração da tarifa de referência e dos prémios previstos na legislação . . . . .	67
3.3.3	Transição do anterior regime remuneratório para o definido no DL n.º 23/2010 . . . . .	68
3.3.4	Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) . . . . .	69
3.3.5	Impossibilidade de aplicação imediata da lei . . . . .	70
3.4	Lei n.º 19/2010 . . . . .	70
3.5	Portaria n.º 140/2012, Declaração de Retificação n.º 35/2012, Portaria n.º 325-A/2012, Declaração de Retificação n.º 66/2012 e Portaria n.º 121/2013 . . . . .	71
3.6	Procedimento necessário ao cálculo da tarifa de referência ( $T_{ref_m}$ ) . . . . .	72
3.7	Evolução recente da tarifa de referência ( $T_{ref_m}$ ) . . . . .	72
3.8	Ajustamento da tarifa de referência por modulação tarifária . . . . .	74
3.9	Prémios aplicáveis segundo o DL n.º 23/2010 . . . . .	75
3.9.1	Prémio de eficiência ( $PE_m$ ) . . . . .	75
3.9.2	Prémio de energia renovável ( $PR_m$ ) . . . . .	76
3.9.3	Prémio de participação no mercado ( $PPM_m$ ) . . . . .	77
3.10	A figura do agregador de mercado . . . . .	79
3.11	A Diretiva 2012/27/EU relativa à eficiência energética . . . . .	80
3.12	O Decreto-Lei n.º 153/2014 . . . . .	81
3.13	O Decreto-Lei n.º 68-A/2015 . . . . .	81
3.13.1	A modalidade especial . . . . .	82
3.13.2	A modalidade geral . . . . .	83
3.13.2.1	A submodalidade A . . . . .	83
3.13.2.2	A submodalidade B . . . . .	84
3.13.2.3	Compensação pelas instalações de cogeração a operar em regime de autoconsumo . . . . .	84
3.13.3	Potencial nacional de cogeração de elevada eficiência . . . . .	87
3.13.4	Outros aspetos importantes . . . . .	87
3.14	Conclusões . . . . .	88
<b>4</b>	<b>Estudo de viabilidade de um sistema de cogeração enquadrado numa "situação tradicional"</b>	<b>91</b>
4.1	Descrição do caso de estudo . . . . .	92
4.1.1	Constituição técnica da central tomada como exemplo . . . . .	92
4.1.2	Modo de funcionamento normal da central tomada como exemplo . . . . .	92
4.1.3	Regime de funcionamento da central . . . . .	93
4.1.4	Razão do regime de funcionamento adotado . . . . .	94
4.1.5	Enquadramento legal da central . . . . .	94

4.2	Descrição do estudo implementado . . . . .	96
4.3	Cenário Base: Manutenção no DL n.º 313/2001 . . . . .	97
4.4	Cenário 1: Enquadramento na modalidade especial . . . . .	98
4.5	Cenário 2: Enquadramento na modalidade geral do DL n.º 23/2010 . . . . .	102
4.6	Cenário 3: Enquadramento na submodalidade B do DL n.º 68-A/2015 . . . . .	107
4.7	Simulação do valor da energia térmica . . . . .	109
4.8	Simulação do valor total da cogeração em cada cenário . . . . .	115
4.9	Comparação entre os cenários estudados . . . . .	117
4.10	Simulação do valor total da cogeração considerando uma renovação da central . . . . .	120
4.11	Comparação entre os cenários estudados considerando uma remodelação da central . . . . .	123
4.12	Custo nivelado de energia simples ( <i>sLCOE</i> ) . . . . .	124
4.13	Viabilidade/inviabilidade da cogeração nos vários cenários . . . . .	130
4.14	Conclusões . . . . .	132
<b>5</b>	<b>Estudo de viabilidade de um sistema de cogeração enquadrado num regime de auto-consumo elétrico e térmico</b> . . . . .	<b>137</b>
5.1	Cliente industrial exemplo . . . . .	138
5.1.1	Tratamento dos dados fornecidos . . . . .	138
5.1.2	Perfil de consumo do cliente industrial exemplo . . . . .	139
5.2	Simulação da fatura do cliente industrial sem cogeração . . . . .	140
5.2.1	Determinação do tipo de hora . . . . .	140
5.2.2	Determinação horária da tarifa elétrica a pagar pelo cliente . . . . .	141
5.2.3	Determinação das tarifas de acesso às redes a pagar pelo cliente em cada hora . . . . .	142
5.2.3.1	Determinação do termo de energia ativa das tarifas de acesso às redes . . . . .	143
5.2.3.2	Determinação do termo de potência contratada das tarifas de acesso às redes . . . . .	143
5.2.3.3	Determinação do termo de potência em horas de ponta das tarifas de acesso às redes . . . . .	144
5.2.3.4	Determinação do termo de energia reativa das tarifas de acesso às redes . . . . .	146
5.2.4	Determinação da tarifa total paga pelo cliente em cada hora . . . . .	147
5.2.5	Determinação do montante a ser pago em energia e do montante a ser pago em tarifas de acesso às redes por parte do cliente . . . . .	151
5.2.6	Determinação dos encargos com a produção térmica . . . . .	152
5.3	Fluxos de energia . . . . .	153
5.4	Custos inerentes à atividade de cogeração . . . . .	155
5.5	Cenário 1: Modalidade geral do DL n.º 23/2010 . . . . .	156
5.5.1	Introdução . . . . .	156
5.5.2	Formato de remuneração da energia elétrica nesta modalidade . . . . .	157
5.5.3	Procedimento implementado na simulação . . . . .	158
5.5.4	Determinação das tarifas de acesso às redes a serem pagas pela cogeração neste cenário . . . . .	160
5.5.4.1	Tarifa de uso global de sistema . . . . .	160
5.5.4.2	Tarifa de comercialização . . . . .	161
5.5.5	Determinação dos proveitos resultantes da energia elétrica . . . . .	163
5.5.5.1	Determinação dos proveitos resultantes da venda de energia elétrica ao cliente . . . . .	163

5.5.5.2	Determinação dos proveitos resultantes da venda dos excedentes elétricos . . . . .	164
5.5.6	Determinação do lucro elétrico horário . . . . .	164
5.5.7	Análise dos resultados obtidos . . . . .	166
5.5.8	Análise de viabilidade . . . . .	167
5.5.9	Conclusões (cenário 1) . . . . .	170
5.6	Cenário 2: Submodalidade A do DL n.º 68-A/2015 . . . . .	171
5.6.1	Introdução . . . . .	171
5.6.2	Formato de valorização da energia elétrica nesta modalidade . . . . .	172
5.6.3	Procedimento implementado na simulação . . . . .	173
5.6.4	Diferença entre a existência e a inexistência de cogeração . . . . .	174
5.6.5	Análise de viabilidade . . . . .	177
5.6.6	Conclusões (cenário 2) . . . . .	180
5.7	Conclusões . . . . .	181
<b>6</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros</b>	<b>183</b>
6.1	Considerações Finais . . . . .	183
6.2	Satisfação de Objetivos . . . . .	191
6.3	Trabalhos Futuros . . . . .	191
<b>A</b>	<b>Procedimento necessário ao cálculo da tarifa de referência (<math>T_{ref_m}</math>)</b>	<b>193</b>
A.0.1	Parcela Fixa da remuneração aplicável a instalações de cogeração ( $PF_m$ ) .	195
A.0.1.1	Parcela $PF(U_{ref})$ . . . . .	195
A.0.2	Parcela Variável da remuneração aplicável a instalações de cogeração ( $PV_m$ )	196
A.0.2.1	Parcela Variável de despesas com combustível para instalações de cogeração não renováveis ( $PVC_m$ ) . . . . .	196
A.0.2.2	Parcela Variável da remuneração aplicável a instalações de cogeração renováveis ( $PV_m$ ) . . . . .	197
A.0.2.3	Parcela Variável correspondente a despesas evitadas nas redes a montante ( $PVR_m$ ) . . . . .	198
A.0.2.4	Parcela Variável correspondente a outras despesas ( $PVO_m$ ) . .	198
A.0.3	Parcela ambiental da remuneração aplicável a instalações de cogeração ( $PA_m$ ) . . . . .	199
<b>B</b>	<b>Tabela de propriedades da água saturada)</b>	<b>201</b>
	<b>Referências</b>	<b>203</b>

# Lista de Figuras

1.1	Evolução do peso da eletricidade de origem renovável em Portugal entre 1999 e 2014. . . . .	3
2.1	Sistema tradicional <i>versus</i> sistema de cogeração. . . . .	8
2.2	Classificação da eficiência energética em sistemas de produção de eletricidade. .	9
2.3	Rendimento resultante da produção separada de energia térmica e de energia elétrica.	10
2.4	Rendimento resultante da produção combinada de energia térmica e elétrica num sistema de cogeração. . . . .	10
2.5	Emissões de dióxido de carbono resultantes da produção separada de energia elétrica e de energia térmica. . . . .	11
2.6	Emissões de dióxido de carbono resultantes da produção em cogeração de energia elétrica e de energia térmica. . . . .	12
2.7	Esquema típico de um sistema de cogeração com turbina a gás. . . . .	18
2.8	Exemplo de turbina a gás e respetivos constituintes. . . . .	19
2.9	Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de uma turbina a gás.	20
2.10	Ciclo de funcionamento e constituintes de uma turbina a vapor. . . . .	20
2.11	Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de uma turbina a vapor de contrapressão. . . . .	21
2.12	Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de um ciclo combinado.	23
2.13	Constituição da câmara de combustão de um motor de combustão interna. . . . .	24
2.14	Quatro tempos de um funcionamento do ciclo de <i>Otto</i> . . . . .	25
2.15	Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de um motor de combustão interna. . . . .	27
2.16	Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de um motor a vapor.	28
2.17	Diagrama de <i>Sankey</i> para um sistema de trigerção exemplo. . . . .	30
2.18	Esquema exemplo do princípio de funcionamento de um sistema de armazenamento de calor passível de ser aplicável a unidades de cogeração. . . . .	32
2.19	Possível modo de funcionamento de um sistema de armazenamento térmico aplicado a uma unidade de cogeração. . . . .	34
2.20	Exemplo de sistema de armazenamento de calor comercializado pela <i>Farmatic</i> . .	35
2.21	Distribuição por setores industriais das centrais de cogeração com turbina a vapor de contrapressão em 1990. . . . .	36
2.22	Distribuição por setores industriais das centrais de cogeração com motores a fuelóleo em 2000. . . . .	37
2.23	Distribuição por setores industriais das centrais de cogeração com motores <i>Otto</i> a GN e das centrais de cogeração com turbinas a GN (esquerda e direita respetivamente). . . . .	38



2.24	Evolução ao longo dos anos das instalações de unidades de cogeração tendo em conta a tecnologia empregue. . . . .	38
2.25	Peso de cada uma das tecnologias de cogeração em Portugal no ano de 2013. . .	39
2.26	Distribuição por setor de atividade da potência instalada em cogeração em Portugal, no ano de 2013. . . . .	40
2.27	Evolução ao longo dos anos da energia elétrica entregue à rede pelas várias tecnologias de <i>PRE</i> existentes em Portugal. . . . .	41
2.28	Peso de cada uma de cada uma das fontes de produção de eletricidade na satisfação do consumo nacional verificado no ano de 2013. . . . .	42
2.29	Diagrama cargas referente ao dia 23 de Fevereiro de 2015. . . . .	42
2.30	Diagrama de produção em regime especial térmica (cogeração) verificado no dia 23 de Fevereiro de 2015. . . . .	43
2.31	Evolução do custo médio anual para cada uma das diferentes tecnologias de <i>PRE</i> de 2000 a 2013 (€/MWh). . . . .	44
2.32	Evolução do custo médio anual (em €/MWh) para cada uma das diferentes tecnologias de <i>PRE</i> em 2013 e 2014. . . . .	45
2.33	Evolução da potência total e dos novos investimentos em <i>PRE</i> nos anos 2009 a 2014. . . . .	45
2.34	Quota da cogeração na produção total de eletricidade de diversos países europeus. . . . .	52
2.35	<i>Mix</i> de combustíveis utilizados em cogeração, verificado no ano de 2012 para os 28 estados-membros da UE. . . . .	53
2.36	Esquema exemplo de uma rede <i>DHC</i> localizada na cidade de Copenhaga, na Dinamarca. . . . .	54
3.1	Resumo das várias peças legislativas analisadas no presente capítulo. . . . .	57
3.2	Situação da transposição da Diretiva 2004/8/CE nos vários estados-membros a 12 de Março de 2009. . . . .	63
3.3	Distinção entre centrais de cogeração de elevada eficiência e eficientes ao abrigo do DL n.º 23/2010. . . . .	66
3.4	Regime transitório aplicável a centrais com licença de estabelecimento anterior à publicação do DL n.º 23/2010. . . . .	69
3.5	Tarifa de referência aplicável a unidades de cogeração no ano de 2012. . . . .	73
3.6	Restrições para o cálculo do prémio de participação no mercado aplicável a centrais de cogeração que se encontrem na modalidade geral. . . . .	78
4.1	Esquema exemplo representativo de uma "situação tradicional" de cogeração onde a totalidade da produção elétrica é comercializada. . . . .	91
4.2	Horas de funcionamento típicas nos dias úteis (esquerda) e aos sábados (direita) para a central de cogeração em estudo. . . . .	93
4.3	Esquema representativo do regime remuneratório transitório aplicável à central de cogeração em estudo ao abrigo do DL n.º 68-A/2015. . . . .	95
4.4	Cálculo da PEP presente na auditoria realizada à unidade de cogeração exemplo. . . . .	101
4.5	Evolução ao longo do dia do preço de mercado e da produção da central (03/01/2015). . . . .	104
4.6	Valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de energia térmica aplicáveis nas condições normalizadas ISO (temperatura ambiente de 15°C, pressão de 1.013 bar e humidade relativa de 60%). . . . .	110
4.7	Valor total que a cogeração apresentou e apresentaria no ano de 2014 em cada um dos cenários simulados. . . . .	116
4.8	Rendimento elétrico de venda apresentado pela central em estudo ao longo dos vários meses que compõe o ano de 2014. . . . .	120

4.9	Valor total que a cogeração exemplo em estudo apresentaria no ano de 2014 em cada um dos possíveis cenários, tendo por base a consideração de que o grupo motor da mesma era substituído por um novo com rendimento elétrico de venda de 42%. . . . .	123
4.10	Custo de produção em função do número de horas de funcionamento para a central de cogeração exemplo em estudo. . . . .	126
4.11	Viabilidade de um "sistema tradicional" de cogeração em função do número de horas de funcionamento, em vários enquadramentos legais e sendo apenas considerado como proveito aquele que resulta da venda energia elétrica. . . . .	131
4.12	Viabilidade de um "sistema tradicional" de cogeração em função do número de horas de funcionamento, em vários enquadramentos legais e considerado como proveitos aqueles que resultam da comercialização dos dois tipos de energia produzida pela central de cogeração. . . . .	132
5.1	Esquema exemplo representativo de uma situação de autoconsumo com cogeração. . . . .	137
5.2	Diagrama de consumo semanal do cliente industrial exemplo (afetado pelo fator multiplicativo). . . . .	139
5.3	Períodos tarifários do ciclo semanal opcional. . . . .	140
5.4	Custo de aquisição de energia elétrica por parte do cliente industrial de média tensão utilizado como exemplo. Adaptado da fatura elétrica de Outubro de 2014. . . . .	142
5.5	Tarifas de acesso às redes aplicáveis em 2014 a clientes alimentados em MT. . . . .	143
5.6	Procedimento necessário ao cálculo dos encargos com a potência em horas de ponta. . . . .	144
5.7	Valor a pagar pelo termo de energia reativa das TAR. Adaptado da fatura de Outubro de 2014 do cliente industrial que se encontra mesmo local que a cogeração utilizada no estudo. . . . .	147
5.8	Custo médio de aquisição de energia elétrica para o cliente industrial tomado como exemplo em cada uma das 24h dos dias úteis, Sábados e Domingos de 2014. . . . .	151
5.9	Custos em que o cliente industrial tomado como exemplo incorreria ao longo dos vários meses de 2014 na ausência de cogeração. . . . .	152
5.10	Fluxos energéticos que seriam verificados em cada um dos meses de 2014 numa situação de autoconsumo. . . . .	155
5.11	Possibilidade de venda da energia elétrica produzida em cogeração a um ou vários clientes ligados à instalação, prevista na alínea b), do n.º 2, do artigo 4.º, do DL n.º 23/2010. . . . .	157
5.12	Tarifa de uso global de sistema a ser paga em cada período horário pelos clientes inseridos em cada nível de tensão. . . . .	161
5.13	Componentes da tarifa de comercialização a ser paga pelo detentor da instalação de cogeração. . . . .	162
5.14	Viabilidade de um sistema de cogeração em função do número de horas de funcionamento aquando do seu enquadramento na situação mais próxima de autoconsumo passível de suceder ao abrigo da modalidade geral do Decreto-Lei n.º 23/2010. . . . .	170
5.15	Possibilidade de autoconsumo em cogeração prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º-B do DL n.º 68-A/2015. . . . .	172
5.16	Proveito proporcionado mensalmente ao cliente industrial exemplo pela instalação de um sistema de cogeração enquadrado na submodalidade A do DL n.º 68-A/2015. . . . .	177
5.17	Viabilidade de um sistema de cogeração em função do número de horas de funcionamento aquando do seu enquadramento numa situação de autoconsumo. . . . .	179



# Lista de Tabelas

2.1	Principais características operacionais e custos típicos de diferentes tipos de sistemas de cogeração que empreguem tecnologias emergentes. . . . .	29
2.2	Possíveis vantagens e desvantagens de diferentes tipos de sistemas de cogeração que empreguem tecnologias emergentes. . . . .	29
3.1	Valor a aplicar para cada tecnologia no caso de ser desconhecido o valor do rácio eletricidade/calor. . . . .	62
3.2	Evolução da tarifa de referência (em €/MWh) aplicável ao longo dos últimos dois anos a cada tipo de central de cogeração. . . . .	74
3.3	Limite máximo do prémio de eficiência aplicável a unidades de cogeração. . . . .	76
4.1	Energia produzida em cada um dos períodos horários e remuneração mensal que a central de cogeração exemplo em estudo obteve em cada um dos meses de 2014. . . . .	97
4.2	Simulação da remuneração mensal que seria obtida pela cogeração em estudo caso a mesma optasse pela modalidade especial com modulação tarifária. . . . .	99
4.3	Valores fixos a aplicar na equação 3.5 para proceder ao cálculo do valor do prémio de eficiência no mês "m". . . . .	100
4.4	Simulação para o dia 2 de Janeiro de 2014 da remuneração horária que a central de cogeração receberia caso tivesse optado pela passagem para a MG do DL n.º 23/2010. . . . .	107
4.5	Simulação para o dia 2 de Janeiro de 2014 da remuneração horária que a central em estudo receberia caso opte pela passagem para a submodalidade B do DL n.º 68-A/2015. . . . .	109
4.6	Estimativa do custo do Nm <sup>3</sup> de gás natural para o ano de 2014. . . . .	113
4.7	Simulação do possível valor da energia térmica produzida pela cogeração considerado que, alternativamente, a mesma seria produzida numa caldeira a GN com uma eficiência de 90%. . . . .	114
4.8	Valor equivalente do MWh térmico produzido em cogeração, relativamente à produção separada de energia térmica numa caldeira com uma eficiência de 90%. . . . .	115
4.9	Dados necessários à implementação do procedimento de simulação do valor total da cogeração em cada um dos diferentes regimes remuneratórios. . . . .	116
4.10	Diferenças existentes no valor total da que a cogeração apresentaria nos vários cenários possíveis. . . . .	118
4.11	Simulação dos custos de aquisição de GN e outros custos necessários ao funcionamento de uma central com rendimento elétrico de venda de 42%. . . . .	122
4.12	Proveitos provenientes da venda de energia elétrica em cada período horário e para cada um dos vários enquadramentos legais estudados. . . . .	127

5.1	Valores da potência elétrica instalada em cogeração, da potência realmente instalada no cliente industrial exemplo e da potência instalada que se assumiu. . . . .	144
5.2	Procedimento implementado na determinação do preço médio mensal da energia consumida em horas de ponta. . . . .	146
5.3	Procedimento implementado na determinação dos encargos horários para o cliente com a aquisição de energia elétrica. . . . .	149
5.4	Encargos mensais com GN que o cliente industrial exemplo teria caso não abastecesse as suas necessidades térmicas através do sistema de cogeração tomado como exemplo. . . . .	153
5.5	Primeira parte da simulação a implementar, correspondente à determinação da tarifa de venda elétrica da cogeração quando enquadrada na modalidade geral. . .	159
5.6	Lucro horário que se verificaria no dia 2 de Janeiro de 2014 caso o promotor da cogeração vendesse a eletricidade que produz ao cliente e injetasse o excedente na rede (de acordo com o exposto na alínea b), do n.º 2, do artigo 4.º, do DL n.º 23/2010). . . . .	165
5.7	Valor total da cogeração no cenário 1, para 2014 e considerando que a mesma venderia a maioria da eletricidade produzida a um cliente industrial, sendo a restante injetada na rede. . . . .	166
5.8	Proveitos provenientes da venda de energia elétrica em cada período horário no caso do cenário em estudo. . . . .	169
5.9	Componentes da fatura total que o industrial teria em 2014 sem e com cogeração. .	176
5.10	Diferença entre os proveitos provenientes do autoconsumo de energia elétrica produzida em cogeração, em cada período horário, no caso do cenário em estudo e nos casos de ser ou não considerada a influência da existência de excedentes. . .	179
A.1	Instalações de cogeração de referência. . . . .	193
A.2	Valores aplicáveis ao parâmetro LEV. . . . .	194
A.3	Valores aplicáveis ao parâmetro EEC. . . . .	195
A.4	Expressão de cálculo e valores aplicáveis para cada tipo de central de cogeração da parcela $PF(U_{ref})$ . . . . .	196
B.1	Tabela de propriedades da água saturada. Adaptado. . . . .	201

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de Abreviaturas

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AQS	Aquecimento de Águas Sanitárias
AT	Alta Tensão
AVAC	Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CB	Caso Base
CC	Cenário Cliente
CCHP	<i>Combined Cooling, Heating and Power</i> (trigeração)
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> (cogeração)
CL	Cenário Legal
CMEC	Contratos de Manutenção e Equilíbrio Contratual
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CODE	<i>Cogeneration Observatory and Dissemination Europe</i>
COGEN Europe	<i>The European Association for the Promotion of Cogeneration</i>
COGEN Portugal	Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração
CP	Contrapressão
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DHC	<i>District Heating and Cooling</i>
DL	Decreto-Lei
DR	Declaração de Retificação
EE	Energia Elétrica
EEGO	Entidade Emissora de Garantias de Origem
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EP	Energia Primária
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GEE	Gases com Efeito de Estufa
h	Horas
IPC	Índice de Preços do Consumidor
MAT	Muito Alta Tensão
MCI	Motor de Combustão Interna

ME	Modalidade Especial
MG	Modalidade Geral
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
NO <sub>x</sub>	Óxido de Nitrogénio
OMIE	Operador do Mercado Ibérico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEP	Poupança de Energia Primária
PMI	Ponto Morto Inferior
PMS	Ponto Morto Superior
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
RARI	Regulamento de Acesso às Redes e Interligações
RD	Rede de Distribuição
REE	Rendimento Elétrico Equivalente
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RNT	Rede Nacional de Transporte
rpm	Rotações Por Minuto
RT	Rede de Transporte
SA	Serviços Auxiliares
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SHP	<i>Separate Heat and Power</i>
SM	Submodalidade
SO <sub>2</sub>	Dióxido de Enxofre
TC	Tarifa de Comercialização
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>
TUGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
VTC	Valor Total da Cogeração

## Lista de Símbolos

BRENT	Média dos valores do <i>Crude Oil Brent</i> publicados pela EIA
C	Rácio eletricidade/calor
C	Energia primária consumida anualmente (avaliada a partir do PCI)
CCOG	Compensação de autoconsumo a ser paga pela instalação de cogeração
$CCR_{ref}$	Montante unitário das emissões de CO <sub>2</sub> evitadas pela cogeração
CEA	Coeficiente adimensional representativo da Eficiência Ambiental da instalação de cogeração
$CGN_{central\ nova}$	Consumo de Gás Natural de uma Central Nova
CGN	Custo de Gás Natural
CHP $E\eta$	Eficiência elétrica da cogeração
CHP $H\eta$	Eficiência térmica da cogeração
$CIEG_{i,h}^p$	Somatório da média aritmética simples das várias parcelas dos CIEG
$CIEG_{i,p}$	Somatório das parcelas "i" dos CIEG
CR	Equivalente energético dos recursos consumidos anualmente em cogeração
CR/C	Fração de combustível renovável consumido face ao consumo total
Custo TAR	Custo com Tarifas de Acesso às Redes
E	Energia elétrica produzida
$E_{CHP}$	Eletricidade produzida em cogeração
$E_{mpc}$	Energia elétrica produzida nas horas de Ponta e Cheias
$E_{mvs}$	Energia elétrica produzida nas horas de Vazio e Super Vazio
$E_p$	Energia consumida em horas de Ponta
EC	Energia disponível no Combustível
EEC	Energia Elétrica fornecida à rede do SEN pela Cogeração, excluindo os consumos nos serviços auxiliares
$EEC_{pc}$	Energia Elétrica fornecida ao SEN nas horas de Cheias e Ponta
EP/EE	Relação entre a energia primária consumida na cogeração no ano civil anterior ao mês em análise e a energia elétrica produzida pela cogeração no mesmo período
EEPL	Energia elétrica fornecida à rede do SEN pela cogeração, excluindo os consumos auxiliares
EPT	Energia necessária para a Produção Térmica
GN	Consumo de Gás Natural para obter a mesma quantidade de produção térmica conseguida pela unidade de cogeração
GWh	Gigawatt-hora
$H_{CHP}$	Calor útil produzido em cogeração
h	Período horário de entrega da energia elétrica
HF	Número de Horas de Funcionamento da central de cogeração
i	Taxa de remuneração do capital
IPC	Índice de Preços do Consumidor sem habitação no continente
$IPC_{ref}$	Índice de Preços do Consumidor sem habitação no continente em Dezembro de 2011
IPVC	Indexante de PVC( $U_{ref}$ )
K	Fator adimensional responsável pela variação do prémio de eficiência em função da PEP
$k_t$	Coeficiente de ponderação a aplicar ao termo $VCIEG_{\alpha,t}$



kcal	Quilocaloria
kg	Quilograma
KPVR	Coeficiente demonstrativo da existência ou da inexistência de custos evitados para as redes
kVA	Quilovolt-ampere
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LEV	Perdas evitadas nas RT e RD evitadas pela instalação de cogeração
M€	Milhão de euros
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
n	Tempo de vida útil da central de cogeração (anos)
$N.^{\circ}_{HC}$	Número de Horas de Cheia
$N.^{\circ}_{HP}$	Número de Horas de Ponta
$N.^{\circ}_{HSV}$	Número de Horas de Vazio
$N.^{\circ}_{HV}$	Número de Horas de Super Vazio
$Nm^3$	Normal Metro Cúbico
OC	Outros Custos necessários ao funcionamento da central de cogeração
P	Potência elétrica instalada
$P_{medHF}$	Potência Média da central nas Horas de Funcionamento
$P_P$	Potência tomada em Horas de Ponta
PA	Parcela Ambiental da $T_{ref}$ aplicável a uma determinada instalação de cogeração
PAQ	Produção de Água Quente em cogeração
PC	Custo de referência para a valorização da poupança de energia primária
PCOG	Potência elétrica instalada na cogeração
PE	Prémio de Eficiência
PEP	Poupança de Energia Primária certificada na garantia ou certificado de origem emitido pela EEGO
PETC	Produção total de Energia Térmica em Cogeração
PF	Parcela Fixa da $T_{ref}$ aplicável a uma determinada instalação de cogeração
$PF(U_{ref})$	Anualização do custo unitário de investimento em novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração
PM	Preço de Mercado
PPME	Prémio de Participação em Mercado Efetivo
PPMT	Prémio de Participação em Mercado Teórico
PR	Prémio de Energia Renovável
PV	Parcela Variável da $T_{ref}$ aplicável a uma determinada instalação de cogeração
$PV(U_{ref})$	Valor de Referência da Parcela Variável aplicável a centrais que consomem exclusivamente energia primária renovável
PVC	Parcela Variável correspondente a despesas com Combustível
$PVC(U_{ref})$	Valor de Referência de PVC
PVO	Parcela Variável correspondente a Outras despesas
$PVO(U_{ref})$	Valor de referência para PVO
PVP	Produção de Vapor em Cogeração
PVR	Parcela Variável correspondente a despesas evitadas nas Redes a montante
$PVR(U_{ref})$	Valor de referência de PVR

Q	Energia térmica produzida
R	Constante de valor 10%
Ref E $\eta$	Valor de referência da eficiência da produção separada de eletricidade
Ref H $\eta$	Valor de referência da eficiência da produção separada de calor
rpm	Rotações por Minuto
sLCOE	<i>Simple Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia Simples)
T	Energia Térmica produzida
t	Ano de emissão do título de exploração da cogeração
T <sub>energia</sub>	Termo de energia das TAR
T <sub>HP</sub>	Termo de potência tomada em Horas de Ponta das TAR
T <sub>med<sub>HC</sub></sub>	Tarifa Média nas Horas de Cheia
T <sub>med<sub>HP</sub></sub>	Tarifa Média nas Horas de Ponta
T <sub>med<sub>SV</sub></sub>	Tarifa Média nas Horas de Super Vazio
T <sub>med<sub>V</sub></sub>	Tarifa Média nas Horas de Vazio
T <sub>P<sub>contratada</sub></sub>	Termo de Potência Contratada das TAR
T <sub>ref</sub>	Tarifa de Referência aplicável a uma determinada instalação de cogeração
T <sub>ref<sub>mpc</sub></sub>	Tarifa de Referência aplicável nas horas de Cheias e Ponta a uma instalação de cogeração
T <sub>ref<sub>mvs</sub></sub>	Tarifa de Referência aplicável nas horas de Vazio e Super Vazio a uma instalação de cogeração
TC	Tarifa de Comercialização
TCUSD	Média das taxas de câmbio entre o dólar dos EUA e o euro publicadas pelo banco de Portugal
TE	Tarifa de Energia aplicável
TEA	Termo de Energia Ativa da tarifa de comercialização
tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
ton	Toneladas
TUGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
VCIEG <sub><math>\alpha, t</math></sub>	Parcela de recuperação dos CIEG da instalação de cogeração
$\alpha$	Nível de tensão ou tipo de fornecimento
e	Euro
$\gamma$	Razão calor/eletricidade
$\eta$	Rendimento
$\eta_{CHP}$	Rendimento num processo de Cogeração
$\eta_{elétrico\ CHP}$	Rendimento Elétrico num processo de Cogeração
$\eta_{elétrico\ SHP}$	Rendimento Elétrico num processo de Produção Separada de Calor e de Eletricidade
$\eta_{SHP}$	Rendimento num processo de Produção Separada de Calor e de Eletricidade
$\eta_{térmico\ CHP}$	Rendimento Térmico num processo de Cogeração
$\eta_{térmico\ SHP}$	Rendimento Térmico num processo de Produção Separada de Calor e de Eletricidade



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Enquadramento

Tradicionalmente o setor elétrico era constituído por grandes centrais térmicas que produziam, a cada momento, a energia necessária ao adequado funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN). No entanto, mesmo utilizando tecnologias recentes e altamente sofisticadas, como acontece por exemplo na central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, os rendimentos obtidos dificilmente ultrapassavam os 55%, significando isto que, mesmo nas melhores centrais termoelétricas existentes, cerca de metade de energia contida no combustível era, e continua a ser, desperdiçada [1]. A parcela mais significativa destas perdas existe sob a forma de energia térmica, uma vez que as referidas centrais ao produzirem grandes quantidades de energia elétrica, produzem também, inevitavelmente, porções massivas de calor. Dada a localização deste tipo de central que, por norma, é longínqua quer das populações, quer da indústria, é praticamente impossível que sejam encontrados consumidores para a energia térmica produzida e, assim sendo, esta usualmente é desperdiçada ao ser simplesmente libertada para a atmosfera. Este desperdício térmico, que se deve essencialmente à inviabilidade de proceder ao transporte deste tipo de energia a longas distâncias, traduz-se assim numa clara fonte de ineficiência representando um não aproveitamento de grande parte da energia que, encontrando-se contida no combustível utilizado, não é devidamente aproveitada aquando da sua produção. [2]

Tendo isto em consideração, a cogeração apresenta-se como sendo uma alternativa com especial interesse para a indústria, sobretudo para aquela que necessite de energia térmica nos seus processos. Segundo a legislação atualmente em vigor, para que de facto se tire partido de todas as potencialidades da mesma, esta deve ser dimensionada de forma a que a energia térmica produzida responda de forma adequada a uma procura economicamente justificável desse tipo de energia. Os objetivos inerentes a esta disposição legal são claros e passam quer pelo aumento da eficiência energética de abastecimento, quer pelo alcance de poupanças ao nível da energia primária consumida. [3]

Estando-se atualmente a assistir a uma aposta em força nas energias renováveis, pode parecer um pouco incoerente a promoção da cogeração, sobretudo aquela que tem por base a utilização

de combustíveis fósseis. No entanto, uma vez que as sociedades continuarão a estar dependentes da utilização deste tipo de combustíveis por um alargado intervalo temporal, é de todo o seu interesse que se aproveitem esses recursos, que como se sabe são cada vez mais escassos, da melhor forma possível. Além do exposto, a cogeração pode também ser encarada como sendo um importante aliado das tradicionais soluções renováveis (eólica e solar fotovoltaica), uma vez que a mesma pode perfeitamente ser utilizada no auxílio da resolução dos problemas característicos da produção renovável que, geralmente, se concentram no seu elevado índice de variabilidade. Outro aspeto interessante reside no facto de que determinadas unidades cogradoras podem atualmente ser consideradas como centrais renováveis, dado que existem unidades deste tipo a produzir energia térmica e elétrica através da queima de um combustível renovável (que pode por exemplo ser biomassa). [2]

A cogeração apresenta-se então como sendo o método de produção dispersa mais eficiente e como uma solução com um elevado potencial de incremento da sustentabilidade do setor da energia quer a nível económico, quer a nível ambiental, quer a nível social. [2, 4, 5, 6, 7]

## 1.2 Motivação

Apesar do amplo reconhecimento a nível europeu dos possíveis benefícios resultantes da democratização da cogeração, a situação que a mesma atravessa a nível europeu encontra-se, salvo raras exceções, abaixo do potencial identificado. [8]

No caso concreto nacional, e apesar da realização em 2010 de um estudo de identificação do potencial nacional de cogeração que, só no setor industrial, reconheceu uma possibilidade de crescimento de cerca de 700 MW<sub>elétrico</sub> até 2020, a situação atual desta atividade apresenta-se como sendo pouco animadora [9]. Esta conjectura menos favorável tem sido verificada sobretudo depois da publicação do Decreto-Lei (DL) n.º 23/2010, decreto esse que recentemente foi alvo de uma profunda remodelação e que culminou com a publicação do DL n.º 68-A/2015 no passado dia 30 de Abril de 2015 [3, 10, 11]. Após a publicação do anterior enquadramento legal, bem como da restante legislação que o complementava, foi verificada uma progressiva redução ao nível da potência instalada em cogeração dado que praticamente todas as unidades que se viram obrigadas à passagem a esse enquadramento legal cessaram a sua atividade. Além deste efeito nefasto, a publicação em 2010 da anterior legislação teve também outra consequência nociva e que se traduziu na inexistência de novos investimentos neste setor [11, 12, 13, 14]. Desta forma a cogeração em solo nacional, apesar de todo o potencial e vantagens reconhecidas quer a nível europeu, quer a nível do estudo de potencial realizado, encontra-se numa situação particularmente difícil, cuja resolução não se avizinha simples e onde muito dificilmente serão alcançados os potenciais de crescimento identificados. [9, 11]

Atualmente Portugal é um dos países onde a aposta nas energias renováveis tem sido mais vinculada, sendo mesmo considerado por diversas fontes uma referência a nível internacional. Esta clara aposta pode por exemplo ser observada no documento intitulado de “Renováveis”, elaborado numa pareceria entre a DGEG e o governo de Portugal, em Dezembro de 2014, e que teve por base

os dados de 2012. Neste documento pode ser observado que Portugal atingiu mesmo a marca de ser o quarto país da UE onde a incorporação de energias renováveis foi mais aprofundada. Além dos dados presentes neste documento, tendo por base os últimos dados disponibilizados no portal da APREN foi possível observar-se, tal como exibido na figura 1.1 que, no ano de 2014, o peso das renováveis na satisfação do consumo atingiu os 55%, sendo esta uma marca histórica e que acima de tudo representa o evitar da emissão de milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> para a atmosfera. [15, 16]

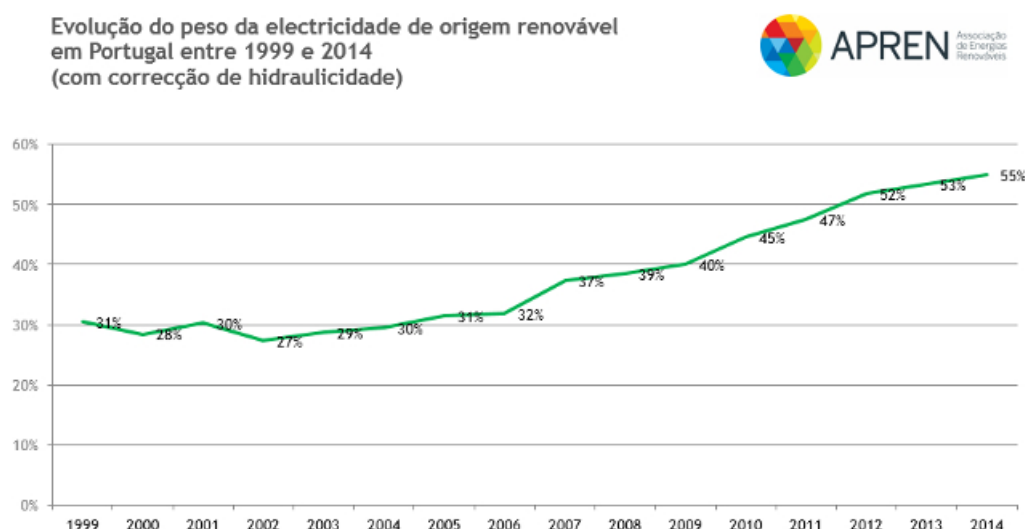


Figura 1.1: Evolução do peso da eletricidade de origem renovável em Portugal entre 1999 e 2014. [16]

Apesar da forte aposta nas energias renováveis é globalmente conhecido que, pelo menos por enquanto, não se torna possível/viável ter um sistema elétrico de grandes dimensões alimentado exclusivamente através de fontes de energia renováveis, quer pela elevada variabilidade que este tipo de sistemas apresenta (sobretudo a produção eólica e a produção solar fotovoltaica), quer pelo facto dos dispositivos de armazenamento (que poderiam auxiliar o sistema aquando da inexistência de produção) ainda não se encontrarem num ponto de maturação tecnológica suficientemente avançado. Assim sendo, a solução atualmente adotada passa pela conjugação da produção renovável com a produção térmica convencional, podendo esta última ser utilizada de forma a garantir a desejada manutenção da estabilidade do Sistema Elétrico de Energia (SEE) sendo então programada para que dê uma adequada resposta às intermitências características da produção renovável. [17, 18]

Para que este princípio de funcionamento do SEE seja exequível, torna-se então necessário a utilização de centrais térmicas que têm por base a utilização de combustíveis fósseis. No entanto, e como é do conhecimento geral, sobretudo devido à inexistência dos recursos naturais necessários à obtenção deste tipo de carburantes, Portugal apresenta-se como sendo um país altamente dependente da importação deste tipo de matérias. Assim sendo, torna-se fulcral aproveitar a energia contida nos mesmos da melhor forma possível algo que, nos dias que correm, ainda não está a ser

feito sobretudo porque, tal como visto na secção 1.1, se continua a utilizar centrais elétricas que, em virtude das suas características apresentam um aproveitamento energético que, na maioria dos casos, nem sequer atinge os 50%. Desta forma, e tendo em consideração as potencialidades da cogeração ao nível do aproveitamento do combustível quando se executa um adequado aproveitamento da energia térmica produzida, urge que se olhe para este setor com especial atenção. Esta necessidade advém de, além de existirem estudos que demonstram o potencial para aumentar a aposta na área da cogeração, a mesma pode apresentar valias interessantes não só a nível ambiental como também ao nível da redução na importação de combustíveis fósseis que permita reduzir a dependência e a exposição do país ao exterior. [2, 11]

Tendo por base todas as razões acima mencionadas, a principal motivação para a realização desta dissertação passou pela vontade de proceder à execução de um completo estudo da atividade da cogeração e da legislação nacional que a enquadra de forma a compreender quais as razões que têm levado a esta situação, e qual o potencial de, nos moldes atuais, se passar de um paradigma "tradicional" de venda da totalidade da produção elétrica à rede para um paradigma de autoconsumo de energia térmica e elétrica. Esta revolução ao nível do fomento da descentralização da produção através da promoção do autoconsumo tornou-se assim também como sendo uma das motivações para a realização da dissertação uma vez que, para que um determinado paradigma se altere, deve ser em primeiro lugar analisado se essa alteração além de ser vantajosa para todos os envolvidos apresenta a necessária viabilidade.

### 1.3 Objetivos

A presente dissertação apresenta como objetivo central o estudo da viabilidade de um sistema de cogeração industrial enquadrado num regime de autoconsumo elétrico e térmico. De forma a atingir esse objetivo principal, foram identificadas as seguintes necessidades:

- Analisar possíveis benefícios/malefícios da aplicação de sistemas de cogeração.
- Compreender a distinção entre cogerações eficientes e de elevada eficiência.
- Conhecer quais as principais tecnologias de cogeração atualmente utilizadas.
- Analisar o possível interesse de soluções menos utilizadas e com potencial para aumentar a gama de aplicações da cogeração.
- Entender qual a situação da cogeração a nível nacional e internacional.
- Examinar detalhadamente a legislação nacional da cogeração que atualmente se encontra em vigor.
- Estudar detalhadamente em que moldes se processa a remuneração da produção elétrica nas várias modalidades previstas nos vários enquadramentos legais possíveis.

- Analisar a viabilidade de um sistema de cogeração que entregue à rede a totalidade da sua produção elétrica e que se encontre enquadrado quer na anterior, quer na atual legislação retirando posteriormente as necessárias conclusões acerca das diferenças verificadas.
- Compreender em que moldes se poderia enquadrar uma instalação de cogeração numa situação de autoconsumo numa fase anterior e numa fase posterior à da publicação do DL n.º 68-A/2015, analisando as diferenças e a viabilidade em ambos os casos.
- Comparar a viabilidade dos vários enquadramentos legais possíveis e entre o paradigma atual de venda da totalidade da produção elétrica à rede e o autoconsumo.

## 1.4 Informação e Casos de Estudo

A presente dissertação foi realizada em consequência do estabelecimento de um contrato de estágio profissional entre o mestrando e a *Capwatt Brainpower SA* tendo sido maioritariamente realizada nas instalações da *Sonae Capital* na cidade da Maia.

Desta forma, para a realização das simulações apresentadas nos capítulos 4 e 5 utilizou-se a informação fornecida pela empresa acerca de uma central de cogeração que atualmente se encontra a funcionar numa indústria têxtil em Portugal e que está à responsabilidade da empresa onde a presente dissertação foi realizada.

No capítulo 5, adicionalmente aos dados de uma central de cogeração tornou-se necessário obter dados de um cliente industrial alimentado em média tensão, tendo sido esses dados gentilmente fornecidos pelo orientador do presente trabalho.

Além da colaboração destas entidades, destaca-se ainda o papel da COGEN Portugal que amavelmente atendeu a vários pedidos quer de disponibilização de informação, quer de proporcionar condições mais vantajosas para a frequência dos vários cursos que lecionou e que apresentavam matéria interessante para a realização deste trabalho.

## 1.5 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos.

No capítulo 1 é realizado um breve enquadramento ao tema do trabalho, são descritos os objetivos e motivações que levaram à sua realização e ainda é referido o formato de obtenção dos dados necessários à realização das simulações apresentadas.

No capítulo 2 pode ser encontrado um sumário do estado da arte da cogeração, bem como uma análise acerca da situação que a mesma atravessa atualmente quer a nível nacional, quer a nível internacional. Assim, no mesmo pode ser encontrado o conceito da cogeração, as possíveis vantagens e problemas que decorrem da sua aplicação, os principais parâmetros caracterizadores deste tipo de central e ainda as principais tecnologias empregues. Neste capítulo são ainda apresentadas possibilidades que podem, em determinadas aplicações específicas, aumentar não só o valor como também o leque de aplicações da cogeração.



No capítulo 3 é apresentada uma completa revisão legal dos vários enquadramentos legais pelos quais a cogeração passou. Assim, numa fase inicial do capítulo é analisada a Diretiva 2004/8/CE que deu origem ao DL n.º 23/2010 que até ao passado dia 30 de Abril de 2015 estabelecia as bases da cogeração em solo nacional. Devido não só à recente alteração legislativa, bem como à ausência até ao momento das portarias que garantem a aplicação em pleno da nova legislação da cogeração, neste capítulo foram ainda analisadas as várias peças legais que complementaram o anterior enquadramento. Na fase final deste capítulo é então realizada uma análise aos aspetos mais relevantes do DL n.º 68-A/2015 bem como é feita referência à lei que, apesar de excluir a cogeração do seu âmbito de aplicação, introduziu o conceito de autoconsumo em Portugal.

No capítulo 4 é elaborado um estudo de viabilidade para a central de cogeração tomada como exemplo aquando do seu enquadramento no DL n.º 313/2001, na modalidade especial dos DL n.º 23/2010 e 68-A/2015, na modalidade geral do anterior enquadramento legal e na submodalidade B da nova legislação da cogeração. Acerca das simulações implementadas deve apenas ser referido que, as mesmas consideraram que a totalidade da produção era entregue à rede e remunerada de acordo com o exposto no enquadramento legal em consideração.

No capítulo 5 é exibido um estudo de viabilidade para a central de cogeração tomada como exemplo aquando do seu enquadramento numa situação próxima ou explícita de autoconsumo. Sendo assim o mesmo encontra-se essencialmente dividido em duas partes distintas correspondendo a primeira delas a uma simulação da situação mais próxima possível de autoconsumo passível de ser verificada ao abrigo do anterior enquadramento legal da cogeração e a outra a uma simulação de autoconsumo ao abrigo do DL n.º 68-A/2015 que atualmente define as bases da cogeração em Portugal.

Finalmente, no capítulo 6, é realizada uma análise crítica à satisfação dos objetivos inicialmente propostos, são apresentadas as principais conclusões a reter através da realização da presente dissertação, bem como são deixadas algumas referências a possíveis trabalhos futuros que se afigurem interessantes para o desenvolvimento deste setor.

## Capítulo 2

# Cogeração

O presente capítulo tem como intuito a execução de uma completa revisão bibliográfica que permita sobretudo compreender qual o atual estado da arte da cogeração.

Adicionalmente, e tendo em consideração as mais valias que estes complementos podem trazer a um sistema de cogeração será efetuado um breve estudo acerca da trigeriação e da possibilidade do armazenamento de calor.

Na fase final do capítulo será efetuada uma caracterização do estado atual da cogeração em Portugal que será posteriormente comparada com a realidade europeia e, sobretudo, com o caso exemplar da Dinamarca que será estudado em maior detalhe.

### 2.1 Conceito

A cogeração pode ser definida como sendo um processo onde ocorre produção simultânea de energia térmica e elétrica, podendo também em adição ser produzida energia mecânica sendo que nesse caso a mesma é normalmente transformada em energia elétrica. A produção de calor e de eletricidade proveniente do processo é conseguida através da queima de um ou vários combustíveis, de origem renovável ou fóssil, de que são exemplo a biomassa, o fuelóleo, o gás natural, o biogás, etc e pode ser consumida no local da própria instalação ou vendida a terceiros para que estes a utilizem da forma que mais lhe convenha [9, 18]. A energia térmica resultante do processo pode ser entregue ao consumidor final de diversas formas tais como o vapor, água quente, ar quente podendo também ser utilizado em processos industriais que dela necessitem ou noutras situações de que são exemplo os sistemas de Aquecimento de Águas Sanitárias (AQS) e os sistemas destinados à climatização de espaços (AVAC). Outra possibilidade para o uso dessa energia térmica é a sua conversão em frio através de *chillers*, constituindo assim um processo denominado de trigeriação. [2, 19, 20]

Nas grandes centrais termoelétricas, independentemente do processo empregue, a maioria da energia presente no combustível é transformada em calor, existindo mesmo um limite físico que apenas permite o aproveitamento de, no máximo, 60% da energia contida no combustível, sendo no entanto este valor alcançável apenas nas mais sofisticadas centrais de ciclo combinado com

turbina a gás [21]. Assim, e tendo em conta a definição de cogeração apresentada, as unidades cogradoras devem apenas e só ser aplicáveis em locais onde exista uma necessidade comprovada de energia térmica, sendo por isso referido em algumas publicações que, muitas vezes, a eletricidade pode e deve ser considerada como um subproduto da cogeração. Tendo esta questão em consideração as unidades de cogeração devem, segundo as boas práticas do setor, ser dimensionadas de forma a satisfazer adequadamente as necessidades térmicas. A justificação para esta necessidade advém no facto de que caso esse tipo de energia seja produzida em excesso torna-se extremamente complexo encontrar uma utilização alternativa para a mesma, sendo assim frequentemente potenciado o desperdício. Já no caso de existir excedente de produção elétrica, torna-se incomparavelmente mais simples proceder ao seu escoamento uma vez que, tendo em conta a existência da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), é possível conduzir esse fluxo energético até um local onde o mesmo seja necessário. Se este requisito técnico for verificado, a eficiência do processo é de tal forma superior aos processos produtivos convencionais que pode mesmo alcançar os 90% [2, 5, 20]. Na figura 2.1 encontra-se representada esquematicamente a diferença entre a utilização de um sistema convencional e a utilização de um sistema de cogeração, tornando-se evidente a supremacia deste último relativamente ao que no passado era norma.

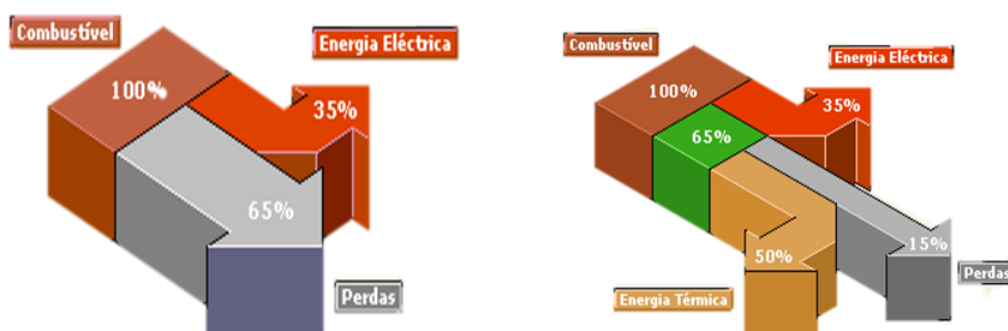


Figura 2.1: Sistema tradicional *versus* sistema de cogeração. [22]

De forma a avaliar adequadamente a eficiência energética dos sistemas de cogeração existe, como se pode ver na figura 2.2, um sistema semelhante ao existente para os eletrodomésticos, que classifica a eficiência energética de centrais elétricas. Através da figura, é então possível compreender que uma central apenas é considerada como estando na zona de *CHP* (*Combined Heat and Power*) ou de cogeração, quando a mesma apresenta uma eficiência global igual ou superior a 70%, sendo mais uma vez de realçar a supremacia deste valor mesmo aquando da sua comparação com as mais sofisticadas centrais térmicas convencionais. [5, 23, 24]

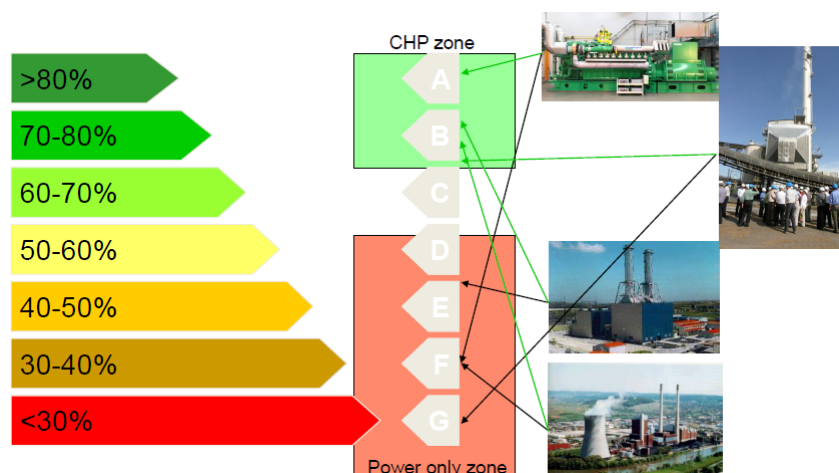


Figura 2.2: Classificação da eficiência energética em sistemas de produção de eletricidade. [24]

## 2.2 Benefícios decorrentes da utilização de sistemas de cogeração

Entendido em termos gerais o conceito de cogeração, torna-se essencial realizar uma adequada análise das suas potencialidades, nomeadamente ao nível dos benefícios que podem advir da sua utilização. Tendo já sido observado numa fase anterior do presente documento que o maior benefício da cogeração se encontra centrado na elevada eficiência que este tipo de sistema é capaz de proporcionar, desde que sejam verificados determinados requisitos, a sua utilização permite colher proveitos a nível económico, social e ambiental que se traduzirão em mais-valias quer para o país, quer para as empresas que adotem estes sistemas. [2, 5, 6, 7, 19, 23]

### 2.2.1 A superior eficiência do processo de cogeração

O primeiro benefício a ser mencionado encontra-se diretamente relacionado com os rendimentos dos processos de produção térmica e elétrica. Atualmente, na produção de energia térmica já são alcançáveis rendimentos próximos dos 90%, sendo por essa razão reduzida a possibilidade de otimização. No entanto, no conjunto englobando a produção e o transporte da eletricidade produzida nas centrais térmicas convencionais o rendimento combinado nunca ultrapassa os 50%, existindo portanto uma enorme margem de progressão nesta área.

Assim sendo, e tendo em consideração o aproveitamento térmico realizado pelas unidades de cogeração, esta tecnologia pode ser vista como uma medida de eficiência energética uma vez que, comparativamente com soluções tradicionais, consegue disponibilizar a mesma quantidade energia útil (térmica e elétrica) através de um menor dispêndio de energia primária [2, 4]. Para que melhor se compreenda a vantagem decorrente da utilização deste tipo de sistema relativamente a uma solução tradicional de produção separada de eletricidade e calor apresenta-se de seguida, na figura 2.3, um exemplo representativo.

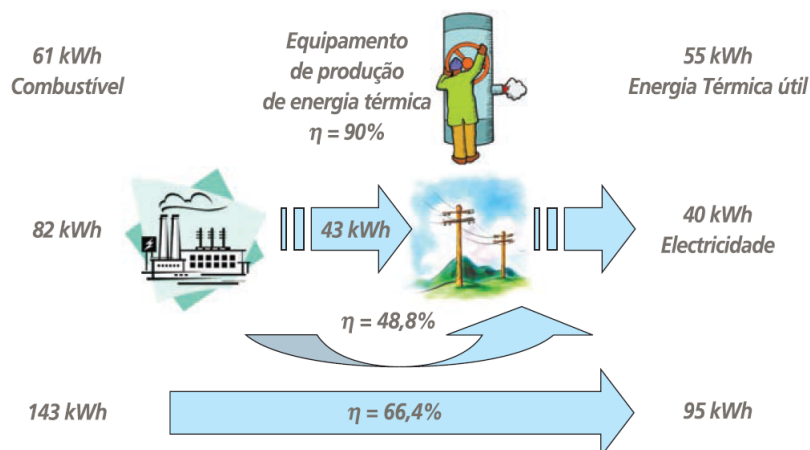


Figura 2.3: Rendimento resultante da produção separada de energia térmica e de energia elétrica. [4]

Tal como se pode observar na figura 2.3, produzindo separadamente os dois formatos de energia capazes de ser proporcionados por um sistema de cogeração e considerando uma parcela referente às perdas nas redes, obtém-se um rendimento combinado de cerca de 66,4%, o que corresponde a uma perda de 48 kWh nos 143 kWh gastos em combustível. Acerca do exemplo apresentado deve ainda ser realçado o facto de se ter considerado que as perdas nas redes de transporte e distribuição seriam de aproximadamente 7%.

Já numa unidade de cogeração considerada de elevada eficiência, para que se obtenha a mesma quantidade de energia útil, são necessários apenas 125 kWh de combustível, tal como se pode constatar através da análise da figura 2.4. Assim sendo, torna-se alcançável uma poupança de combustível na ordem dos 13% ( $\approx 12,59\%$ ), valor que pode ser obtido através do quociente entre a redução de consumo de combustível verificada e a quantidade de combustível utilizada numa solução convencional ( $\frac{143 - 125}{143}$ ). Este valor apresenta-se como sendo apenas um exemplo meramente indicativo, uma vez que a poupança de energia primária em sistemas de cogeração pode atingir valores de até 25%. [5]

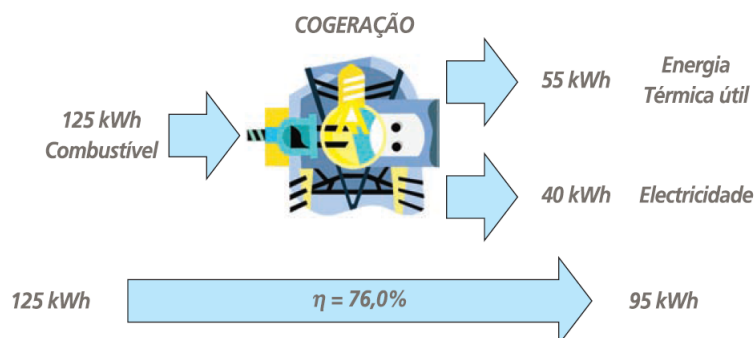


Figura 2.4: Rendimento resultante da produção combinada de energia térmica e elétrica num sistema de cogeração. [4]

Da Poupança de Energia Primária (PEP) resultante da utilização de cogeração provem, naturalmente, um benefício económico resultante do menor consumo de combustível para a produção da mesma quantidade de energia útil. Esta apresenta-se como sendo uma vantagem absolutamente preponderante, sobretudo para o caso de países altamente dependentes da importação de combustíveis fósseis e de que Portugal é exemplo, pois permite reduzir a subordinação face ao exterior neste género de matérias e contribuir para o equilíbrio da balança comercial. Outro aspeto interessante reside no facto da massificação da cogeração ter proporcionado um alargamento de horizontes ao nível dos combustíveis empregues na produção elétrica e térmica existindo atualmente várias unidades cogradoras que permitem o aproveitamento de resíduos resultantes de determinadas atividades que, de outra forma, seriam na sua maioria desperdiçados ou apresentariam custos elevados para o seu processamento e que assim se evitam. [2, 4, 5]

### 2.2.2 O reduzido impacto ambiental da cogeração

Também do ponto de vista ambiental a cogeração se apresenta como sendo uma atividade benéfica uma vez que, realizando um maior aproveitamento da energia contida nos combustíveis, a mesma torna-se capaz de proporcionar uma redução no seu consumo algo que conduz a que parte das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) possam ser evitadas. Para o demonstrar, e dando continuidade ao exemplo anteriormente apresentado é possível, através das figuras 2.5 e 2.6, observar a redução de emissões de dióxido de carbono conseguida por uma instalação de cogeração típica.

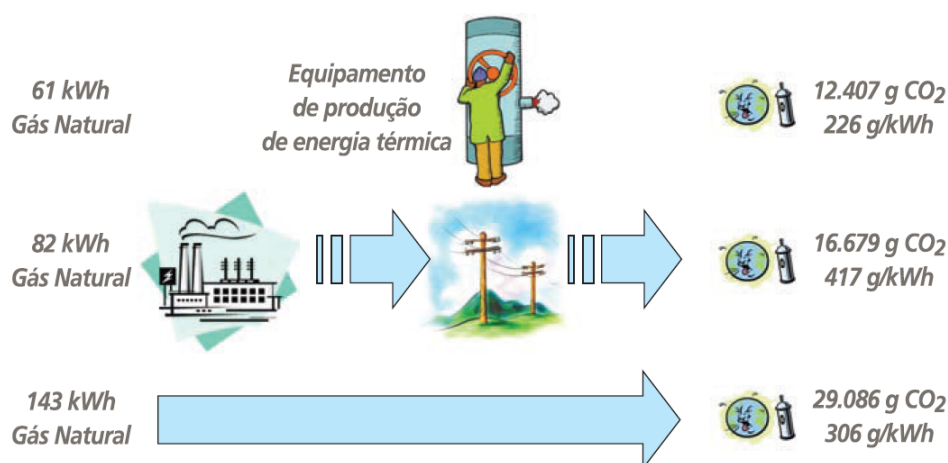


Figura 2.5: Emissões de dióxido de carbono resultantes da produção separada de energia elétrica e de energia térmica. [2]

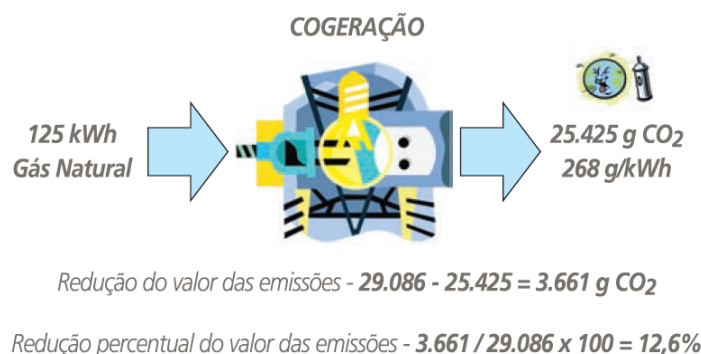


Figura 2.6: Emissões de dióxido de carbono resultantes da produção em cogeração de energia elétrica e de energia térmica. [2]

A referida redução de emissões deste gás (12.6%) apresenta um valor percentual muito próximo do valor obtido para a poupança de energia primária ( $\approx 12.59\%$ ) e mostra, mais uma vez, a competitividade que uma unidade cogeneradora pode apresentar para o seu promotor. No entanto, nesta análise ambiental deve ainda ser ressaltado que para os casos de centrais que utilizem combustíveis fósseis a redução das emissões de gases com efeito de estufa pode ser significativamente superior àquela que é verificada no exemplo apresentado podendo atingir valores em torno dos 30%. Por outro lado, e tendo em consideração a existência de cogerações que têm por base a utilização de combustíveis renováveis, esta atividade pode mesmo ser caracterizada por, nestas situações, proporcionar uma completa descarbonização [25]. Desta forma, a cogeração pode também ser vista como um precioso aliado ao cumprimento das cada vez mais restritas regras ambientais, das quais é exemplo o protocolo de Quioto.

No exemplo apresentado foi dada especial ênfase à redução de emissões de  $\text{CO}_2$  conseguida por um sistema típico de cogeração, mas, no entanto, a utilização destes sistemas permite também que sejam reduzidas as emissões de  $\text{SO}_2$ , de  $\text{NO}_x$  e de outras partículas nocivas para o meio ambiente. A esta redução não é alheio o facto de, na maioria das recentes unidades de cogeração, se optar pelo gás natural como combustível. [2, 9]

### 2.2.3 O impacto da cogeração para os seus promotores e para as redes elétricas

Até este ponto foram analisados sobretudo os benefícios que as unidades cogeneradoras poderiam conquistar ao nível da economia que proporcionam e das suas mais-valias ambientais. No entanto, a implementação destes sistemas pode também revelar-se como sendo benéfica não só para as redes elétricas, mas também para quem a estas se encontre ligado.

Como facilmente se compreende através do anteriormente exposto, sendo a cogeração instalada sobretudo em unidades industriais e de serviços, a mesma representa uma medida que contribui para a descentralização da produção, cooperando desta forma com a mudança de paradigma no setor elétrico que atualmente se encontra em curso. Esta alteração é então caracterizada pela diversificação dos combustíveis, pela dispersão das unidades de produção e sobretudo pela sua aproximação dos pontos efetivos de consumo. Esta maior proximidade da produção relativamente

ao consumo apresenta-se como uma vantagem uma vez que colabora de forma decisiva para que sejam alcançadas significativas reduções ao nível das perdas quer nas redes de transporte, quer nas redes de distribuição. Esta é de facto uma mais-valia absolutamente preponderante e que se encontra associada não só à cogeração, mas sim a toda a produção dispersa, sobretudo tendo em consideração que, atualmente, se estima que cerca 9% do total da energia produzida anualmente seja perdida nas Redes de Transporte (RT) e nas Redes de Distribuição (RD). [5, 23, 26]

Do ponto de vista do promotor da unidade cogeradora, a instalação desta tecnologia permite ainda incrementar a fiabilidade do seu abastecimento de energia uma vez que, ao deixar de estar somente dependente da rede, se está a contribuir para que aumente a redundância na alimentação térmica e elétrica da instalação.

Já do ponto de vista da rede elétrica nacional, a massificação desta tecnologia contribui também para que sejam atingidas importantes reduções nas necessidades de investimento em grandes centrais térmicas e/ou hidroelétricas, para que seja aumentada a estabilidade do sistema, para que sejam minimizadas situações de congestionamentos, para que sejam evitadas situações de sobrecargas e ainda para que se consigam minimizar os custos de investimento nas RT e nas RD. [2, 19]

#### **2.2.4 O benefício da cogeração para a sociedade**

Finalmente, do ponto de vista social, a adoção em maior escala de sistemas de cogeração possibilita a criação de benefícios para a sociedade em geral. Do ponto de vista dos clientes finais torna-se expectável que, sobretudo tendo em consideração a redução conseguida ao nível do consumo de combustível utilizado e do maior aproveitamento de matérias que doutra forma corresponderiam a desperdícios, se obtenham reduções na fatura energética. Esta redução de custos apresenta ainda maior relevância no setor industrial pois, sendo diminuídos os custos operacionais ligados à área da energia, a competitividade das empresas é reforçada. Outras possíveis valias destes sistemas residem na possibilidade de criação de emprego, na qualificação da mão-de-obra e no desenvolvimento social. [5, 23]

### **2.3 Possíveis problemas da cogeração**

Tal como em qualquer outra tecnologia, a cogeração não se encontra isenta de problemas específicos que podem condicionar de certa forma a sua proliferação. Sendo caracterizada pela sua menor dimensão comparativamente a soluções tradicionais, as unidades cogeradoras são afetadas pelo efeito de escala a vários níveis.

Em primeiro lugar, estas unidades apresentam um custo específico por unidade de potência instalada significativamente superior ao das grandes centrais de ciclo combinado a gás natural. Além disto, também os custos fixos de operação e manutenção se revelam mais elevados para as unidades de menor dimensão.

Apesar desta realidade menos favorável, as unidades cogeradoras conseguem revelar-se altamente competitivas ao nível dos custos associados ao consumo de combustível fruto da sua superior eficiência. Ainda assim, nem sempre esta vantagem pode ser devidamente refletida uma



vez que, fruto da sua menor dimensão e consequentemente do seu menor consumo, as unidades cogeradoras vêm-se muitas vezes penalizadas por custos de aquisição de combustível menos favoráveis.

Outro aspeto menos benéfico que afeta os cogeradores, reside na sua enorme dependência do custo de combustível que, caso não seja devidamente contemplado na remuneração da energia legalmente aplicável, pode inviabilizar não só o funcionamento das unidades existentes, como também a construção de novas centrais. Esta é de facto uma questão que deve ser efetivamente tomada em consideração uma vez que, exigindo um projeto deste tipo um elevado investimento inicial, caso não existam garantias de retorno do investimento, novos projetos dificilmente surgirão.

Por fim, outros problemas que podem estar associados a unidades cogeradoras centram-se na inutilidade da energia térmica produzida caso a mesma não seja utilizada localmente, nas dificuldades de regulação apresentadas por algumas tecnologias e ainda em potenciais questões relacionadas com o aumento local da poluição sonora. [2, 19]

## 2.4 Parâmetros caracterizadores de sistemas de cogeração

Sempre que se considera a produção separada de energia térmica e de energia elétrica são usualmente utilizados parâmetros de rendimentos que efetuam uma comparação entre a energia produzida e aquela que se encontra contida no combustível despendido na obtenção dessa mesma produção. Assim, de forma a manter a concordância com a restante literatura e legislação sobre a cogeração, também no presente trabalho se apresentarão as expressões de cálculo dos rendimentos da produção térmica e elétrica proveniente de cogeração, referentes ao poder calorífico inferior (PCI). [27]

Um processo de cogeração é, de acordo com aquilo que foi anteriormente demonstrado, um processo de produção simultânea de energia térmica e de energia elétrica. Desta forma é possível determinar, através do uso das expressões abaixo apresentadas, os rendimentos obtidos para a produção de calor e de eletricidade [5, 18, 23].

$$\eta_{elétrico_{CHP}} = \frac{E}{EC} \quad (2.1)$$

$$\eta_{térmico_{CHP}} = \frac{Q}{EC} \quad (2.2)$$

Nestas equações:

- E corresponde à energia elétrica produzida. [kWh]
- Q corresponde à energia térmica produzida. [kWh]
- EC corresponde à energia disponível no combustível. [kWh]

Conforme anteriormente referido, uma das vantagens provenientes da produção distribuída e conjunta de energia térmica e elétrica reside na obtenção de um rendimento mais elevado. Sendo

assim, englobando ambos os tipos de energia útil produzidos torna-se possível calcular o rendimento global de cogeração, através da aplicação da equação 2.3. [5, 18, 23]

$$\eta_{CHP} = \frac{E + Q}{EC} \quad (2.3)$$

Já para um sistema que produza Separadamente Calor e Eletricidade (*SHP*), o rendimento global pode ser calculado da seguinte forma [5, 18]:

$$\eta_{SHP} = \frac{E + Q}{\frac{E}{\eta_{elétrico_{SHP}}} + \frac{Q}{\eta_{térmico_{SHP}}}} \quad (2.4)$$

No entanto, ainda mais preponderante do que o aumento surtido no rendimento é a poupança de energia primária inculida pela aplicação do processo de cogeração, pois à mesma encontram-se associadas inúmeras valias. Desta forma, e tendo em consideração as expressões anteriormente apresentadas para o cálculo do rendimento de um sistema de cogeração e de um sistema convencional, facilmente se calcula o valor da PEP através da aplicação da expressão que de seguida se apresenta. [5, 6, 23]

$$PEP = \eta_{CHP} - \eta_{SHP} \quad (2.5)$$

$$PEP = 1 - \frac{C}{\frac{E}{\eta_{elétrico_{SHP}}} + \frac{Q}{\eta_{térmico_{SHP}}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{elétrico_{CHP}}}{\eta_{elétrico_{SHP}}} + \frac{\eta_{térmico_{CHP}}}{\eta_{térmico_{SHP}}}} \quad (2.6)$$

Esta expressão de cálculo da poupança de energia primária revela-se preponderante para a classificação das unidades cogradoras como sendo eficientes ou de elevada eficiência, encontrando-se presente na legislação europeia e nacional que regulamenta a atividade de cogeração.

Um outro parâmetro característico de sistemas de cogeração é denominado de razão calor/trabalho. A expressão de cálculo desta razão é apresentada de seguida, na equação 2.7 e, através da análise do valor resultante da sua aplicação, torna-se possível perceber se a unidade em causa consegue produzir uma maior quantidade de calor ou de eletricidade. Esta razão apresenta valores típicos para cada tipo de tecnologia utilizada sendo normalmente superior à unidade para turbinas e inferior à unidade para o caso de motores.[5, 18]

$$\gamma = \frac{Q}{E} \quad (2.7)$$

Finalmente, um outro parâmetro que se pode revelar interessante calcular e que chegou mesmo a ser parte integrante da anterior legislação nacional (DL n.º 313/2001) é denominado de Rendimento Elétrico Equivalente (REE). Este pode ser calculado recorrendo simplesmente à aplicação da expressão 2.8 que de seguida se apresenta. [2, 18, 28]

$$REE = \frac{E}{C - \frac{T}{0.9 - 0.2 + \frac{CR}{C}}} \quad (2.8)$$

Nesta expressão [2, 28]:

- E representa a energia elétrica produzida pelo cogrador, com exceção da parcela que é consumida nos serviços auxiliares. [MWh]
- T representa a energia térmica útil consumida anualmente a partir da energia térmica produzida em cogeração, excluindo o consumo nos sistemas auxiliares internos de produção energética. [MWh]
- C representa a energia primária consumida anualmente na instalação de cogeração avaliada a partir do poder calorífico inferior (*PCI*) dos combustíveis e outros recursos utilizados. [MWh]
- CR representa o equivalente energético de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos anualmente na instalação de cogeração. [MWh]

Através da determinação deste parâmetro torna-se então simplificada a tarefa de executar uma adequada comparação entre o rendimento de um processo de cogeração e o rendimento de uma central que se destine de forma exclusiva à produção de energia elétrica. De acordo com o expresso na anterior legislação nacional que era aplicável à atividade da cogeração (DL n.º 538/99 e DL n.º 313/2001), este parâmetro deveria ter um valor igual ou superior a 55%. A justificação para esta necessidade decorria do facto de que, para que a cogeração se revelasse de facto vantajosa, esta deveria apresentar um REE igual ou superior ao melhor método de produção elétrica convencional existente e que, no caso nacional, se situava na Tapada do Outeiro. Este valor encontrava-se enquadrado com a realidade europeia da época uma vez que, por exemplo em Espanha, o mesmo se situava entre os 49% e os 59% consoante a tecnologia e o combustível empregue na central em apreciação. No entanto, em França, a realidade era um pouco distinta com este valor a situar-se nuns mais expressivos 65% fruto da forte penetração de centrais nucleares nesse país que, apesar dos conhecidos riscos ambientais, se apresenta como sendo uma tecnologia que permite a obtenção de rendimentos elétricos mais elevados aquando da sua comparação com as restantes tecnologias de produção elétrica convencionais. [2, 5, 18, 28]

## 2.5 Tecnologias de Cogeração

Atualmente existem no mercado diversas tecnologias aplicáveis à prática de cogeração que normalmente se vêm descritas de acordo com o tipo de máquina térmica e o combustível que utilizam no seu funcionamento.

Na literatura é usual distinguir as unidades cogradoras de acordo com o tipo de tecnologia empregue nas mesmas, sendo estas classificadas em convencionais ou emergentes. Dentro das tecnologias convencionais constam as turbinas a gás, as turbinas a vapor e os motores alternativos ou de combustão interna, sejam eles de ignição por explosão (ciclo de *Otto*) ou de ignição por compressão (ciclo *Diesel*). Por sua vez, nas tecnologias emergentes encontram-se as microturbinas e as pilhas de combustível. [6, 7, 19, 23, 29]

Nas grandes centrais termoelétricas convencionais a conversão de energia é feita através da utilização do ciclo de *Rankine* sendo usualmente a água utilizada como fluido de trabalho, água essa que vai alterando a sua fase com o decorrer do ciclo termodinâmico. Já no caso das turbinas a gás e dos motores, independentemente de estes serem baseados no ciclo *Diesel* ou no ciclo *Otto*, o fluido de trabalho é um gás que, à medida que o ciclo vai sendo percorrido, vai modificando a sua composição. Inicialmente o referido fluido é apenas ar mas, com o decorrer do processo, vai-lhe sendo adicionado combustível o que leva à criação de uma mistura ar-combustível que pode ser designada por produto de combustão. Assim, este tipo de equipamentos de conversão pode ser denominado de combustão interna, enquanto as centrais termoelétricas convencionais se designam como sendo de combustão externa, uma vez que nestes últimos o calor resultante da combustão é transferido para o fluido de trabalho que permanece inalterado. [6, 7, 29]

Nos sistemas de cogeração existem ainda dois conceitos de extrema importância que se relacionam com a temperatura a que é fornecido o calor para a produção de energia elétrica e que se denominam por ciclo superior (*topping cycle*) e por ciclo inferior (*bottoming cycle*). Num ciclo superior a eletricidade é produzida em primeiro lugar, sendo numa fase posterior efetuada a recuperação do calor proveniente das perdas térmicas verificadas na combustão. Os motores alternativos (ciclo *Diesel* ou *Otto*), as turbinas a gás, os ciclos combinados, os geradores de vapor, as turbinas de contrapressão e as pilhas de combustível funcionam segundo ciclos superiores. Já num ciclo inferior o calor recuperado do processo industrial é utilizado na produção de eletricidade, Assim sendo, este tipo de ciclo é utilizado maioritariamente em indústrias e, os equipamentos utilizados com maior frequência nesses casos são as caldeiras de recuperação. [18, 19, 20]

### 2.5.1 Turbina a Gás

As turbinas a gás são um tipo de turbina de combustão que pode funcionar em ciclo simples ou em ciclos combinados. Ao longo dos últimos anos esta tem sido a tecnologia com maior aplicação em sistemas de cogeração de médias e altas potências sobretudo tendo em conta os benefícios que a aplicação deste tipo de turbina proporciona. Além de serem capazes de conseguir arranques extremamente expeditos estas turbinas possuem outras vantagens interessantes tais como o facto de terem uma elevada disponibilidade, uma manutenção simples e pouco onerosa (0.004 e 0.010 €/kWh), deterem um elevado rendimento, não necessitarem de vigilância permanente, terem um baixo nível de vibrações, os impactos ambientais serem menos significativos do que muitas outras tecnologias devido a estarem isentas de emissões de enxofre e cinzas, conseguirem produzir calor de elevada qualidade que pode ser facilmente recuperado e ainda permitirem alguma versatilidade ao nível do combustível utilizado [9, 23, 30, 31]. Acerca deste último aspeto as turbinas a gás podem então funcionar não só com gás natural, mas também com outros tipos de combustíveis tais como o fuelóleo, o gasóleo, o gás propano, a querosene, o metano, o biogás e até o J-5 que é tipicamente utilizado na aeronáutica. [9]

As turbinas a gás funcionam com base no ciclo de *Brayton*, também conhecido como ciclo de *Joule*, e são usualmente constituídas, por uma entrada de ar, um compressor, uma câmara de

combustão, um sistema de exaustão, uma saída para os gases de escape e, logicamente, pela turbina a gás. A constituição típica de uma turbina a gás pode então ser observada na figura 2.7.

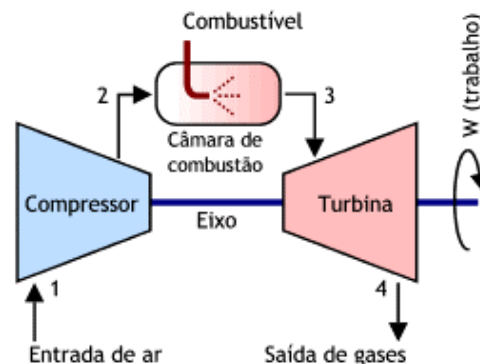


Figura 2.7: Esquema típico de um sistema de cogeração com turbina a gás. [31]

Neste tipo de sistema o ar atmosférico admitido na entrada de ar é conduzido ao compressor que eleva a pressão e a temperatura do mesmo (de 1 para 2). Já na câmara de combustão, o ar é misturado com o combustível e a combustão é realizada a pressão constante devido essencialmente ao formato construtivo da câmara, sendo este caracterizado pela baixa resistência oferecida ao fluxo (de 2 para 3). Os gases resultantes da combustão da mistura encontram-se a elevadíssimas temperaturas e, ao entrarem na turbina, originam trabalho aquando da sua expansão, num processo teoricamente adiabático (de 3 para 4). O trabalho útil corresponde à diferença entre o que é trabalho realizado pela turbina e o trabalho entregue ao compressor. Finalmente, devido ao facto de poderem atingir temperaturas até 600°C, os gases de exaustão podem ser aproveitados através da instalação de um recuperador de calor servindo assim para produzir água quente ou vapor, maximizando desta forma o aproveitamento energético [6, 7]. Outra possibilidade para o aproveitamento destes gases reside na utilização de ciclos combinados ou no emprego de ciclos de *Cheng*, conseguindo-se assim produzir energia elétrica. [6, 7, 9]

Na figura 2.8 é possível observar um exemplo de uma turbina a gás da *Siemens* bem como compreender de uma forma mais realista a localização exata de cada um dos componentes. O exemplo apresentado corresponde a uma turbina de um único eixo, sendo esta a solução aplicável a sistemas em que sejam previstas variações bruscas na velocidade da turbina. [9]

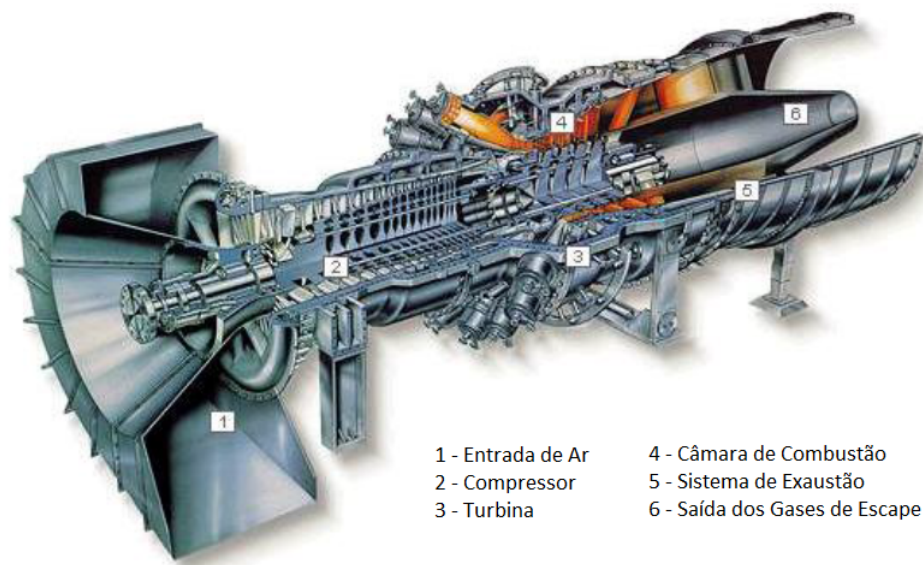


Figura 2.8: Exemplo de turbina a gás e respetivos constituintes. Adaptado de [9].

Numa fase prévia do presente trabalho foram já apresentados os pontos mais favoráveis da aplicação desta tecnologia, permanecendo portanto em falta a análise dos pontos menos benignos que podem advir da sua utilização. Desta forma, as turbinas a gás apresentam como desvantagens a apresentação de rendimentos mais reduzidos para cargas parciais, a menor eficiência em processos com reduzidas necessidades térmicas, o tempo de vida menos prologado do que aquele se verifica noutras tecnologias, a emissão de óxidos de nitrogénio e ainda o facto da sua sensibilidade a elevadas temperaturas que origina uma redução da potência de saída. A nível ambiental deve ainda ser referido que, de forma a mitigar as emissões de óxidos de enxofre, podem ser instalados sistemas de controlo de emissões que conseguem reduções enormes nestas emissões, minimizando assim de forma considerável os impactos ambientais causados pela aplicação desta tecnologia. [6, 9, 30]

Finalmente, na figura 2.9 é mostrada uma particularidade da tecnologia da turbina a gás aplicada a sistemas de cogeração que se encontra diretamente relacionada com a recuperação de calor. Neste sistemas e, ao contrário do que sucede para o caso dos motores alternativos, a recuperação de calor faz-se unicamente a partir dos gases de escape, não se realizando assim a recuperação de calor dos circuitos de refrigeração da água e do óleo de lubrificação. [20]

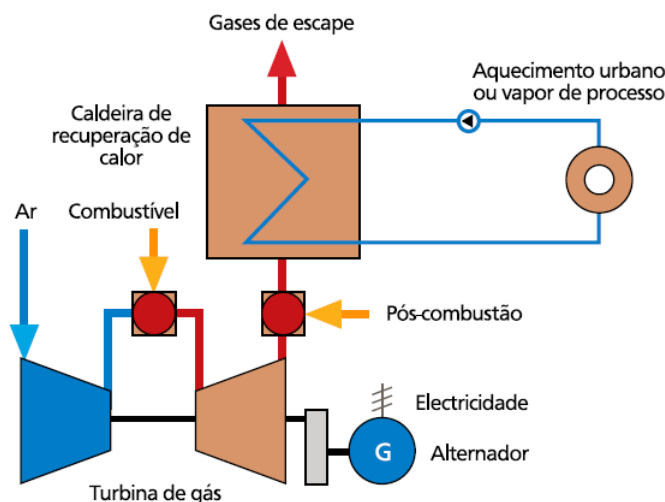


Figura 2.9: Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de uma turbina a gás. [20]

### 2.5.2 Turbina a Vapor

As turbinas a vapor são um tipo de tecnologia clássica e cuja operação pode ser descrita pelo ciclo de *Rankine* (na sua versão mais básica ou em versões melhoradas) e que se encontra amplamente divulgada, essencialmente devido à sua aplicação nas centrais térmicas convencionais (a carvão ou *fuel*) e nas centrais de ciclo combinado (a gás natural). A sua aplicação deve-se fundamentalmente ao facto desta ser uma tecnologia versátil e uma das que permite produzir energia de forma mais económica. [6, 9]

Sistemas que utilizem turbinas a vapor são, normalmente, constituídos essencialmente por uma fonte de calor, que tipicamente é uma caldeira, uma turbina a vapor, um condensador e uma bomba de água, tal como se pode observar na figura 2.10. [9]

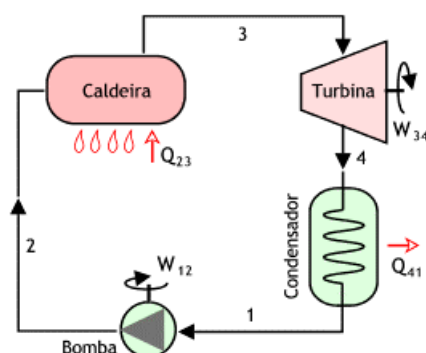


Figura 2.10: Ciclo de funcionamento e constituintes de uma turbina a vapor. [23, 32]

Através da análise da referida figura torna-se possível compreender resumidamente o princípio de funcionamento de um sistema de cogeração que tenha por base a utilização de uma turbina a vapor. A queima de combustível leva a que no interior da caldeira a água seja convertida em

vapor saturado de elevada pressão, vapor esse que se encontra a uma temperatura superior à de saturação. Obtido o referido vapor, o mesmo é direcionado para uma turbina que, usualmente, é composta por vários andares, onde é expandido com pelo menos um reaquecimento intermédio, sendo posteriormente rejeitado a baixa pressão para um condensador de vácuo onde acontece a condensação do vapor. A última fase corresponde à bombagem do condensado para a turbina, reiniciando-se desta forma o ciclo. Acerca da obtenção de energia térmica é importante tomar em consideração que a mesma pode ser obtida através da queima de qualquer combustível ou até mesmo da utilização dos gases de exaustão de outro sistema, revelando assim uma grande flexibilidade relativamente ao combustível utilizado. [6, 7, 9, 23]

No entanto, o tipo de turbina anteriormente descrito e que é conhecido como turbina de extração ou de condensação, não é o que usualmente é empregue em unidades cogradoras sobretudo devido aos menores rendimentos globais que apresenta, uma vez que este é um equipamento que se encontra dimensionado para otimizar apenas o rendimento da conversão elétrica. Assim, em unidades cogradoras o mais habitual é que se utilizem turbinas de contrapressão, também conhecidas como turbinas de não-condensação, dado que nestas o vapor que é exausto da turbina é diretamente enviado para o processo industrial. A denominação desta tecnologia como sendo de contrapressão é proveniente do facto de o vapor ser rejeitado a pressões similares à atmosférica, sendo estas superiores ao vácuo verificado no condensador. Apesar do rendimento elétrico ser ligeiramente penalizado, da utilização do vapor a pressões mais elevadas resulta um melhor rendimento térmico devido ao facto das características do vapor serem normalmente mais próximas das pretendidas nos sistemas industriais [6, 9]. Um exemplo duma turbina deste género aplicada a um sistema de cogeração pode ser observado na figura 2.11.

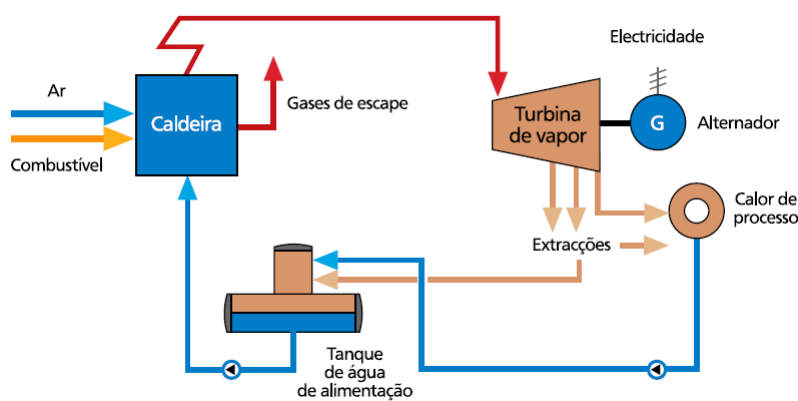


Figura 2.11: Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de uma turbina a vapor de contrapressão. [20]

Uma outra variante desta tecnologia corresponde à turbina a vapor de extração que, de forma resumida, consiste num misto entre a turbina de condensação e a turbina de contrapressão. Sendo assim, nestas turbinas uma parte do vapor é utilizada no processo industrial sendo o remanescente condensado. [6]



Usualmente as turbinas a vapor são aplicáveis a unidades industriais que necessitem de grandes quantidades de vapor e têm potências normalmente superiores a 10 MW. A justificação de potências tão elevadas prende-se no facto de que, normalmente, neste tipo de sistemas, quanto mais elevada for a potência, mais elevado tende a ser o rendimento.

Ao nível dos benefícios provenientes da sua aplicação, a tecnologia das turbinas a vapor é caracterizada fundamentalmente por diversos parâmetros que de seguida se explicitam. Em primeiro lugar, desde que sejam garantidas condições adequadas de funcionamento, a sua fiabilidade é bastante elevada podendo atingir valores em torno dos 95%. Ao nível da duração esperada, esta tecnologia apresenta uma excelente disponibilidade e um extenso período de vida útil que, usualmente, se encontra compreendido entre os 25 e os 35 anos. Ao nível da manutenção, este tipo de sistema usualmente apresenta reduzidas necessidades, sendo suficiente a realização de apenas uma paragem anual. Quanto aos custos das referidas manutenções estes são também mais comedidos do que em outros tipos de tecnologias cifrando-se em cerca de 0.004 € por cada kWh. No que toca às emissões, devido à enorme flexibilidade na escolha dos combustíveis a utilizar nas turbinas a vapor, estas são dependentes do combustível selecionado para o projeto em consideração. Finalmente, aquando da sua aplicação a sistemas de cogeração o rendimento global é relativamente elevado estando situado normalmente entre os 60 e os 85%. [6, 9, 23, 30]

No entanto, as turbinas a vapor apresentam também alguns aspetos desfavoráveis tais como o facto de terem tempos de arranque elevados, que normalmente atingem mais de 1 hora, o rendimento elétrico é tradicionalmente reduzido e ainda necessitam de um elevado investimento inicial. [6, 9, 23, 30]

### 2.5.3 Ciclo Combinado

Resumidamente um sistema de cogeração que funcione em ciclo combinado consiste na agregação de uma turbina a vapor com uma ou mais turbinas a gás. Quanto ao seu princípio de funcionamento, o mesmo é baseado na junção dos ciclos de *Brayton* e *Rankine* e, tal como se pode observar na figura 2.12, as turbinas a gás acionam os alternadores sendo posteriormente aproveitado o calor dos gases de escape (que se encontram na ordem dos 450°C a 550°C) das mesmas para a produção de vapor que, numa fase posterior, será expandido na respetiva turbina conseguindo-se assim uma produção adicional de energia elétrica. Depois disto, o vapor que não é passível de ser aproveitado na turbina a vapor pode ainda ser utilizado para o fornecimento de energia térmica. [9, 19, 20]

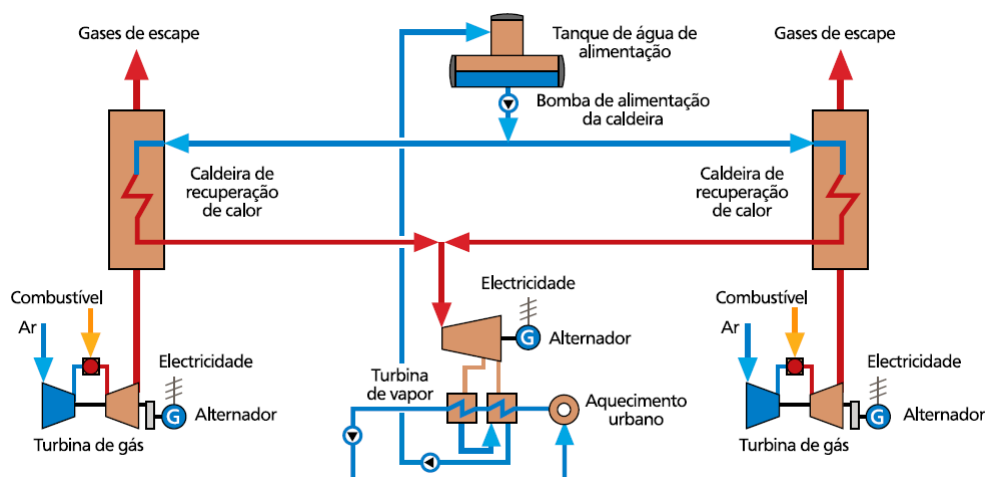


Figura 2.12: Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de um ciclo combinado. [20]

Uma das principais características a ter em conta aquando da aplicação deste tipo de tecnologia a unidades de cogeração reside no facto de que o ciclo combinado permite maximizar a produção de energia eléctrica. No entanto, caso seja pretendida a produção de energia térmica a mesma pode também ocorrer com facilidade recorrendo-se para tal à utilização de extratores de vapor. [20]

Acerca do seu funcionamento, os sistemas de cogeração são caracterizados por deterem uma disponibilidade média anual situada entre os 77 e os 85% e ainda por possuírem uma esperança de vida útil entre os 15 e os 25 anos. Geralmente, com o intuito de não só minimizar as perdas termodinâmicas existentes neste tipo de sistemas, como também de ter uma maior amplitude de ajuste na curva do vapor, são utilizados ciclos duplos ou triplos de pressão. No entanto, este facto aliado à utilização de uma turbina a vapor e de pelo menos uma turbina a gás conduz a que a instalação de um sistema deste tipo se revele extremamente dispendiosa. [9, 19, 20]

#### 2.5.4 Motor Alternativo ou de Combustão Interna

Os Motores de Combustão Interna (MCI) são máquinas térmicas alternativas que se destinam essencialmente à produção de energia mecânica e que surgiram há mais de dois séculos. Este tipo de propulsor é usualmente dividido em dois tipos, denominados por motores de explosão e motores de compressão, sendo que a principal diferenciação entre ambos reside no modo como é efetuada a ignição do combustível. Ambos os motores possuem os mesmos parâmetros de funcionamento que, resumidamente, são [6]:

- Ponto Morto Superior (PMS): Corresponde à posição extrema do pistão localizada na parte superior do cilindro e que caracteriza o volume mínimo do cilindro.
- Ponto Morto Inferior (PMI): Corresponde à posição extrema do pistão localizada na parte inferior do cilindro e que caracteriza o volume máximo do cilindro.
- Curso do Êmbolo: Corresponde à distância percorrida entre o PMS e o PMI.

- Tempo do Motor: Corresponde ao deslocamento do êmbolo, do PMS ao PMI, em resultado da expansão dos gases de combustão.
- Volume da Admissão: Corresponde ao volume existente entre o PMS e o PMI.
- Volume da Câmara de Combustão: Corresponde ao volume que é ocupado pela mistura ar/combustível quando o pistão se encontra no PMS.
- Taxa de Compressão: Corresponde à relação volumétrica existente no cilindro antes e depois da compressão.

Os motores de explosão, também denominados por motores de ignição por faísca, surgiram em 1876 pelas mãos do engenheiro alemão *Nikolaus August Otto*. A câmara de combustão deste tipo de motorização, tal como se pode ver na figura 2.13, é composta por um cilindro, uma válvula de entrada, uma válvula de exaustão e uma vela de ignição. No interior do cilindro existe um pistão (ou êmbolo) acoplado a uma biela que se encontra articulada com a cambota, sendo esta última responsável pela transformação do movimento retilíneo do conjunto pistão-biela num movimento rotativo. [6, 9, 30]

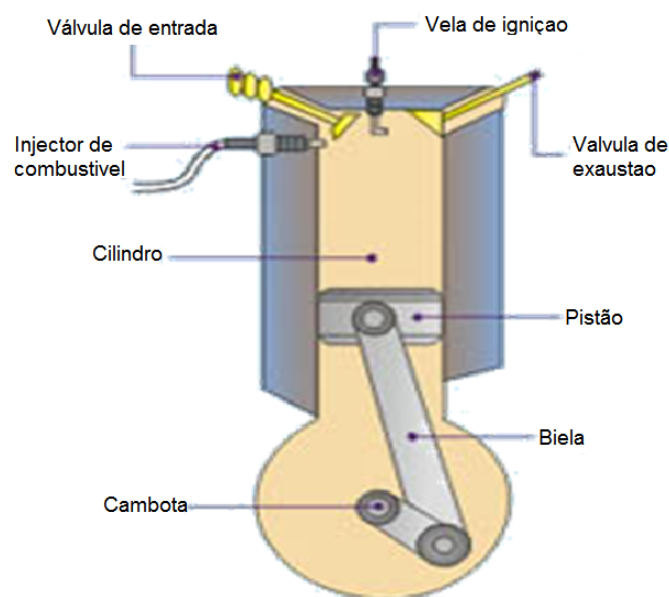


Figura 2.13: Constituição da câmara de combustão de um motor de combustão interna. [22]

Na generalidade dos casos os motores de explosão têm um princípio de funcionamento que pode ser subdividido em quatro tempos distintos denominados por admissão, compressão, expansão e escape e que se encontram demonstrados através da figura 2.14.

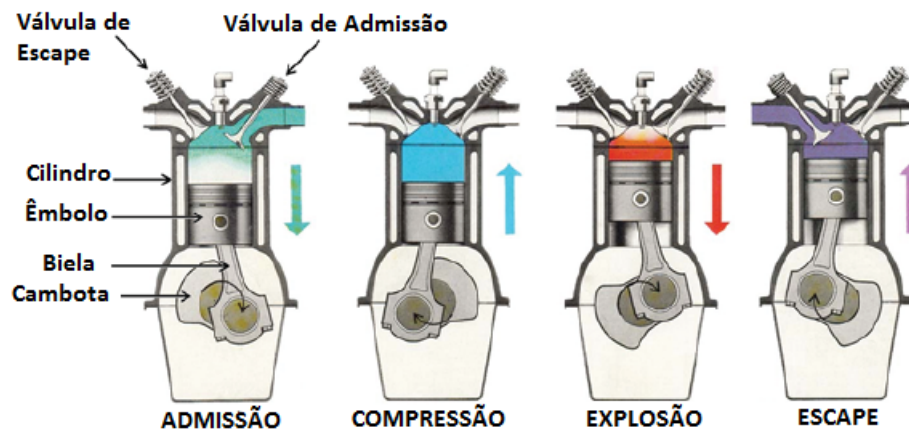


Figura 2.14: Quatro tempos de um funcionamento do ciclo de *Otto*. Adaptado de [19].

O primeiro tempo, denominado por admissão, tem início quando o êmbolo se encontra no PMS. Abrindo-se a válvula de admissão e mantendo a válvula de escape fechada o pistão desloca-se até ao PMI permitindo desta forma a entrada da mistura ar/combustível. Nesta fase a cambota roda meia volta.

Assim que o êmbolo atinge o PMI a válvula de admissão é fechada e passa-se ao segundo tempo que é conhecido como compressão. Neste, mantendo-se a válvula de escape fechada a mistura é comprimida aquando do deslocamento ascendente do pistão do PMI para o PMS. Instantes antes de o pistão atingir o PMS a vela provoca uma faísca que marca o início da combustão. Durante a compressão a cambota roda mais meia volta, perfazendo uma volta completa.

Depois da vela de ignição lançar a faísca e o êmbolo atingir novamente o PMS, a mistura de ar e combustível que havia sido comprimida incendeia-se e explode marcando assim o terceiro dos quatro tempos. A referida explosão faz com que o pistão desça e se desloque do PMS até ao PMI e com que a cambota rode mais meia volta. Durante esta terceira fase, conhecida como explosão, quer a válvula de admissão, quer a válvula de escape se mantêm fechadas.

Finalmente, o quarto tempo é conhecido como exaustão ou escape e, após a abertura da válvula de escape, o pistão desloca-se do PMI até ao PMS empurrando desta forma para o exterior os gases resultantes da queima do combustível. Nesta etapa a cambota realiza mais meia volta, realizando assim duas voltas que caracterizam um ciclo de trabalho. Após esta quarta e última etapa, o motor retorna às condições iniciais permitindo assim que o ciclo se repita. [6, 7, 22, 30]

Passando agora para os motores de compressão, estes surgiram mais tarde, mais precisamente no ano de 1892, através do engenheiro alemão *Rudolf Diesel*. O seu princípio de funcionamento é bastante semelhante ao anteriormente descrito para os motores *Otto* existindo no entanto algumas pequenas diferenças importantes de serem compreendidas. A primeira distinção pode ser feita logo na admissão, uma vez que nos motores de compressão apenas é admitido ar. Desta forma, a superior taxa de compressão dos motores *Diesel* pode ser justificada pela compressão apenas de ar, enquanto nos motores *Otto* é comprimido o ar juntamente com o combustível. Já na segunda fase do ciclo, durante a compressão, devido à maior taxa de compressão destes motores o ar atinge

maiores temperaturas o que faz com que apenas nesta fase seja injetado o combustível e com que, devido às elevadas temperaturas verificadas, seja dispensável a existência de uma vela de ignição uma vez que o combustível inflamará por si só. [6, 7, 22, 30]

Ao nível dos combustíveis deve também ser realçada a diferença existente entre motores *Otto* e motores *Diesel*. Quanto aos primeiros, os mesmos apresentam alguma flexibilidade a este nível podendo desta forma funcionar com gasolina, álcool, gás natural, bioetanol ou mesmo biogás [33]. Já quanto aos segundos, o referido tipo de motor apresenta de igual forma alguma flexibilidade ao nível dos combustíveis passíveis de serem queimados, podendo assim funcionar com gasóleo, óleo *diesel* ou mesmo com biodiesel. [6, 7, 9]

Ambos os motores foram muito bem-sucedidos no mercado e ainda hoje, devido essencialmente à sua ampla gama de potências, são aplicados para os mais diversos fins. Acerca destes motores deve ainda ser referida a existência de variantes de dois tempos em ambas as tecnologias. Estas diferem das de quatro tempos essencialmente por terem menos partes móveis, serem menos complexas, pouco volumosas e muito mais leves, o que leva a que se consiga que, para as mesmas dimensões, sejam obtidas potências muito superiores. Assim sendo motores de dois tempos de ciclo *Otto* tornaram-se populares sobretudo em pequenas motas, motosserras, ou mesmo os pequenos geradores elétricos especialmente devido às interessantes potências obtidas com motores simples, leves e de reduzidas dimensões. No entanto, também existem exemplos de aplicações de motores a dois tempos de grande porte sendo que estes têm normalmente por base o ciclo de *Diesel* e se aplicam, por exemplo, na indústria naval. Apesar de todos estes potenciais atrativos a utilização de motores de dois tempos é atualmente bastante reduzida principalmente devido ao facto da sua menor eficiência e dos problemas ambientais que advêm da sua utilização e de que é exemplo a emissão pelo escape dos combustíveis não queimados. [34]

Depois de realizado o enquadramento dos motores de combustão interna e explicadas as tecnologias existentes bem como as suas variantes importa compreender qual a sua aplicação em sistemas de cogeração. Atualmente, especialmente devido a questões ambientais, os motores de combustão interna com maior taxa de penetração utilizam gás natural como combustível. No entanto, a utilização de motores a gás natural apresenta-se também como sendo uma escolha adequada a vários níveis tais como nos custos iniciais, uma vez que os mesmos são menos onerosos que os de outras tecnologias alternativas, no arranque, dado que o mesmo é expedito, na fiabilidade, na sua adequada capacidade para efetuar seguimento de carga e ainda no seu elevado potencial de recuperação do calor desperdiçado. A este último aspeto da recuperação do calor desperdiçado deve ser dado especial ênfase pois, tipicamente, a energia térmica que está contida nos gases de exaustão pode representar cerca de 60 a 70% do total da energia contida no combustível, energia essa que de outra forma seria desperdiçada. Assim, em sistemas de cogeração este calor pode ser aproveitado para que se produza água quente ou vapor de baixa pressão conseguindo-se desta forma obter rendimentos que, usualmente, se encontram entre 70 e 80%. Acerca dos gases de escape importa ainda perceber que estes geralmente se encontram a uma temperatura entre os 300 e os 400°C o que, comparativamente com o que acontece nas turbinas a gás, representa uma temperatura muito mais baixa e que pode condicionar a aplicação do mesmo em determinados processos

industriais. De forma a ultrapassar este potencial problema recorre-se com frequência a uma fonte adicional de calor que é conseguida através da realização de uma queima adicional numa caldeira de exaustão ou numa caldeira auxiliar. [6, 7, 9]

Um exemplo de um sistema de cogeração que recorre a um motor de combustão interna pode ser visto na figura 2.15 estando o seu princípio de funcionamento dependente do ciclo empregue aquando da sua conceção. Além das vantagens anteriormente referidas para os MCI a Gás Natural (GN), existem outras transversais a todo o leque de combustíveis utilizados. Exemplos disso são, caso seja realizada uma adequada manutenção, a elevada disponibilidade que estes sistemas apresentam, a grande tolerância para arranques e paragens consecutivas e os breves tempos de arranque exibidos. [6, 7, 9, 23]

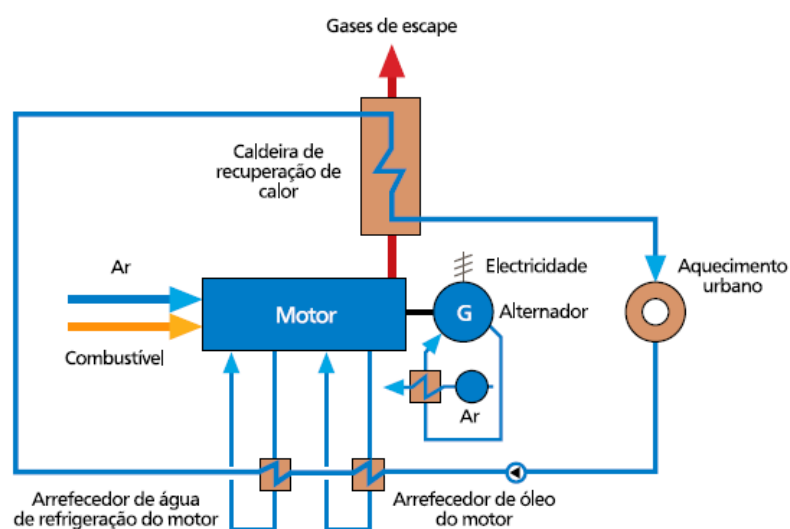


Figura 2.15: Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de um motor de combustão interna. [20]

### 2.5.5 Motor a Vapor

Numa fase anterior do presente trabalho já foi apresentado o princípio de funcionamento da turbina a vapor que, como visto, era uma tecnologia amplamente divulgada sobretudo devido às suas características interessantes aliadas ao seu preço mais competitivo. Existe no entanto uma outra tecnologia a vapor que, apesar de se encontrar menos difundida, é já uma tecnologia suficientemente atrativa para que seja utilizada.

De forma breve, e tal como se pode observar na figura 2.16, o processo tem início com a queima de um combustível. Posto isto, os gases resultantes da combustão são enviados para a caldeira na qual se dá a geração do vapor. Esse vapor dirige-se para o motor onde, com o auxílio de um gerador, o trabalho mecânico gerado é convertido em energia elétrica útil. Depois da passagem pelo motor, o vapor restante é levado até um condensador onde é realizado o aproveitamento do calor para a realização do aquecimento local. Finalmente, recorrendo aos préstimos da bomba de água, o vapor condensado é levado até à caldeira fechando desta forma o ciclo. [9]

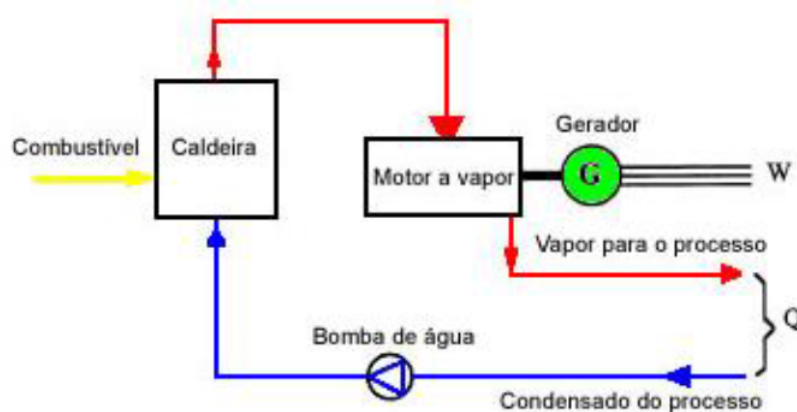


Figura 2.16: Esquema de um sistema de cogeração baseado na utilização de um motor a vapor. [9]

Aquando da comparação de sistemas de cogeração que utilizem motores a vapor, com sistemas que apliquem turbinas a vapor, os primeiros produzem níveis de potência elétrica mais baixos o que pode inviabilizar a sua aplicação. Existem ainda outros fatores menos positivos que podem limitar a aplicação deste tipo de motores tal como a sua grande necessidade de manutenção e o seu elevado ruído de funcionamento.

No entanto, ao contrário da maioria das tecnologias, os motores a vapor apresentam-se interessantes aquando do seu funcionamento a cargas parciais, conseguindo obter rendimentos próximos de 90% do rendimento máximo. Outras vantagens interessantes desta tecnologia, e que aumentam a sua competitividade, centram-se no facto da ampla versatilidade ao nível dos combustíveis utilizados, podendo usar praticamente qualquer combustível e ainda no longo tempo de vida útil dos mesmos que pode atingir valores superiores a 200000 horas (aproximadamente 23 anos), caso a manutenção seja realizada atempadamente e com a devida frequência. [9]

Dentro dos motores a vapor existe ainda uma variante tecnológica denominada de motor a vapor “tipo parafuso” que, tendo um princípio de funcionamento baseado no ciclo de *Rankine*, se torna especialmente adequada para a utilização de biomassa em sistemas de cogeração. Usualmente este tipo de sistema apresenta uma gama de potências elétricas compreendida entre os 200 e 2500 kW. Sendo assim, devido à sua reduzida potência relativamente às restantes tecnologias analisadas e ao facto de ser uma tecnologia que se encontra ainda em fase de desenvolvimento a mesma não será detalhada no presente documento. [9]

### 2.5.6 Tecnologias Emergentes

Como explicado na fase introdutória deste subcapítulo referente às tecnologias aplicáveis a unidades de cogeração, é usual a literatura dividir as tecnologias de cogeração em convencionais e emergentes, sendo que as últimas incluem as microturbinas e as pilhas de combustível. Porém, uma vez que as tecnologias supracitadas além de apresentarem tipicamente potências reduzidas se encontram ainda em fase de desenvolvimento as mesmas vêm para já reduzida a sua gama de aplicações, sendo tendo por essa razão sido preteridas na presente dissertação. Ainda assim, e de



forma a que se possa ter uma noção das suas principais características, benefícios e problemas, apresentam-se de seguida as tabelas 2.1 e 2.2 onde essa informação se encontra resumida. [6, 7, 9, 18, 23, 29, 30]

Tabela 2.1: Principais características operacionais e custos típicos de diferentes tipos de sistemas de cogeração que empreguem tecnologias emergentes. Adaptado de [23].

Tecnologia	Microturbinas	Pilhas de Combustível
Rendimento Elétrico	18% a 27%	35% a 40%
Rendimento Térmico	40% a 60%	20% a 50%
Rendimento Global	55% a 75%	55% a 90%
Potência Típica (MWe)	0,03 a 0,35	0,01 a 0,25
Relação Pt/Pe	1 a 2,5	1,1
Desempenho com carga parcial	Médio	Muito Bom
Investimento (€/kWe)	1300 a 2500	> 2500
Operação e Manutenção (€/kWe)	10	2 a 12
Disponibilidade	90% a 98%	> 95%
Intervalo de Manutenção (h)	5000 a 40000	10000 a 40000
Tempo de Arranque	1m	3h a 2 dias
Pressão do Combustível (bar)	3 a 7	0,03 a 3
Combustíveis	Gás Natural, Biogás e Gás Propano	Hidrogénio, Gás Natural, Propano e Metanol
Ruído	Médio	Baixo
Uso do Calor	Água Quente e Vapor de BP	Água Quente e Vapor de BP
Densidade de Potência (kW/m <sup>2</sup> )	5 a 70	5 a 20
No <sub>x</sub> (kg/MWh total)	0,07	0,01

Tabela 2.2: Possíveis vantagens e desvantagens de diferentes tipos de sistemas de cogeração que empreguem tecnologias emergentes. Adaptado de [23].

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
<b>Microturbinas</b>	Dimensões compactas. Peso reduzido. Emissões poluentes reduzidas. Não necessita de refrigeração.	Custos elevados. Calor de baixa temperatura. Tecnologia ainda em fase de maturação.
<b>Pilhas de Combustível</b>	Emissões poluentes reduzidas. Baixo nível de ruído. Ausência de peças rotativas. Modularidade.	Custos elevados. Fiabilidade por demonstrar. Tecnologia ainda em fase de maturação. Necessidade de pré-processamento do combustível, exetando o hidrogénio puro.



## 2.6 Trigeração

A trigeração ou, como é denominada na literatura anglo-saxónica, *CCHP* (*Combined Cooling, Heating and Power*) consiste na produção simultânea de eletricidade, calor e frio tendo por base a queima de um único combustível. Este tipo de sistemas corresponde à junção de um sistema tradicional de cogeração com dispositivos denominados por *chillers* que, normalmente aproveitando o calor que de outra forma seria desperdiçado, conseguem produzir energia térmica sob a forma de frio. Como facilmente se compreende, de forma análoga a soluções simples de cogeração, e tal como se pode ver na figura 2.17, os sistemas de trigeração permitem também obter grandes aproveitamentos da energia contida no combustível, sobretudo aquando da sua comparação com as grandes centrais térmicas convencionais. [6]

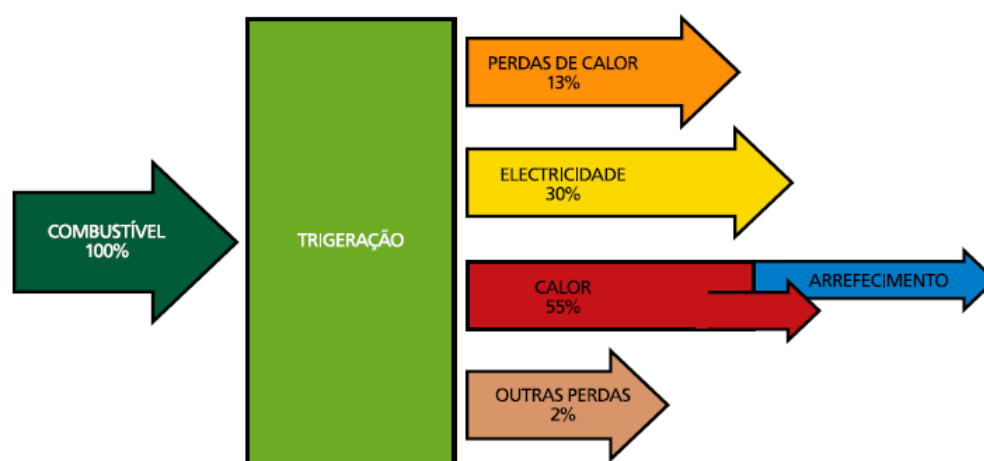


Figura 2.17: Diagrama de *Sankey* para um sistema de trigeração exemplo. [20]

Para que se consiga produzir energia térmica a baixa temperatura, os sistemas de cogeração devem produzir água gelada com uma temperatura compreendida entre os 5 e os 10°C, recorrendo para tal a equipamentos denominados de *chillers* que não são mais do que dispositivos cuja função passa por arrefecer água ou outro líquido através de um ciclo termodinâmico. Existem, fundamentalmente, três tipos destes equipamentos denominados por *chillers* de compressão (ou elétricos), *chillers* de absorção e *chillers* de adsorção. [19, 20]

Realizando uma breve descrição de cada um destes tipos de *chiller*, o primeiro utiliza no seu funcionamento um compressor mecânico que é acionado por um motor elétrico sendo o mesmo responsável pelo aumento da pressão numa determinada fase do ciclo termodinâmico. Esta solução apresenta o problema de ter um elevado consumo energético associado.

Quanto aos *chillers* de absorção, os mesmos podem ser divididos em dois tipos distintos, denominados por *chillers* de absorção de ignição direta e por *chillers* de absorção de ignição indireta. Nos primeiros, o calor necessário para o processo obtém-se queimando diretamente um combustível que, tipicamente, é o gás natural. Já nos segundos, o calor necessário ao processo é fornecido através de vapor de baixa pressão, água quente, gases de combustão ou até mesmo energia solar.

Aquando da sua comparação com os sistemas de compressão, esta tecnologia apresenta como desvantagens quer o facto de ter um rendimento energético inferior, quer o facto de o custo inicial ser pelo menos 50% mais elevado. No entanto, os *chillers* de absorção apresentam inúmeras vantagens que se podem tornar interessantes, tais como as reduzidas exigências ao nível da manutenção fruto da inexistência de peças móveis, o longo tempo de vida útil que geralmente é superior a 20 anos, a não utilização de substâncias nocivas para o ambiente, o baixo consumo energético que chega a ser 90% menor do que nos *chillers* de compressão e ainda o facto de os *chillers* de absorção de ignição indireta poderem utilizar uma ampla gama de fontes quentes.

Finalmente nos *chillers* de adsorção o calor necessário ao processo é obtido exclusivamente a partir do calor que de outra forma seria desperdiçado. Esta solução apesar de apresentar custos que rondam os 500 €/kW, não apresenta qualquer risco ambiental, consome pouca eletricidade, pode utilizar fontes de calor de baixa temperatura (55°C) e apresenta custos de manutenção bastante reduzidos, que podem ser cerca de dez vezes menores que nos *chillers* de compressão. [6, 7, 23, 35]

Em alguns países do norte da Europa de que é exemplo a Dinamarca, dadas as suas condições climáticas existem redes públicas de distribuição de calor nas cidades que dão uso à energia térmica proveniente da cogeração. No entanto, em países de climas mais amenos de que é exemplo Portugal, as necessidades de energia térmica para aquecimento doméstico são muitas vezes inexistentes e, em determinados períodos do ano até são de frio dadas as elevadas temperaturas que se podem atingir. Assim, para países com este tipo de clima, a trigeração pode revelar-se extremamente interessante sobretudo se a evolução tecnologia conseguir ultrapassar as barreiras que ainda persistem e que residem fundamentalmente nos elevados custos iniciais e nos baixos rendimentos que estes sistemas apresentam quando comparados com equipamentos de produção de frio convencionais. Sobretudo a este último aspeto deve ser dada especial relevância uma vez que, tendo em consideração o estado atual de desenvolvimento dos *chillers*, se não existir uma componente significativa de aproveitamento de calor numa instalação de trigeração a poupança de energia primária obtida pelo sistema poderá ser posta em causa pela ineficiência do *chiller*. Caso estes “impedimentos” sejam ultrapassados poderão surgir interessantes áreas de negócio de que é exemplo a criação de redes de distribuição de calor/frio consoante as necessidades dos consumidores. [9, 19]

Apesar dos altos investimentos requeridos e da situação menos favorável que a economia nacional atravessa à largos anos, existem já em Portugal pelo menos três unidades de cogeração bastante interessantes e que utilizam *chillers* de modo a conseguirem produzir calor a altas e a baixas temperaturas.

A primeira delas é propriedade da *Sonae Capital*, apresenta uma potência aparente de 7 MVA, foi orçamentada em cerca de 8 milhões de euros e localiza-se junto ao edifício da empresa na Maia a laborar desde 2009. Esta central funciona em ciclo combinado, é constituída por uma turbina a gás e por uma turbina a vapor, e caracteriza-se essencialmente por possuir uma eficiência global superior a 80% e por alimentar consumos térmicos a cinco temperaturas diferentes, sendo por isso denominada em alguns artigos como sendo uma pentageração. [36]

O segundo exemplo ilustrativo da tecnologia de trigeração entrou em funcionamento no ano de 1998 e encontra-se situado no centro comercial *Norteshopping*, localizado na cidade do Porto. Este sistema é constituído por dois motores de combustão interna a gás natural e dois *chillers* de absorção apresentando assim uma potência elétrica total de 5.9 MW<sub>elétrico</sub>, uma potência térmica de 5.5 MW, e uma potência de frio de 3.5 MW. A energia elétrica produzida nesta unidade é vendida à EDP e a energia térmica é utilizada para a climatização do centro comercial. [37]

O terceiro e último exemplo encontra-se localizado no Parque das Nações, em Lisboa, é detido pela *Climaespço* e foi inaugurado em 1998 aquando da exposição universal de Lisboa. Esta unidade tem por base a utilização de uma turbina a gás natural, apresenta uma potência elétrica de 4.7 MW, uma potência térmica de água quente de 22 MW e uma potência térmica de água fria de 26 MW tendo exigido um investimento próximo dos 65 milhões de euros. Esta central utiliza o modelo de negócio anteriormente identificado como tendo potencial de crescimento em países com climas amenos, de que Portugal é exemplo, e fornece energia térmica a um sistema de distribuição urbano de calor/frio a partir do qual são abastecidos vários consumidores de que são exemplo pavilhões de exposições, o oceanário, edifícios de serviços e ainda alguns clientes domésticos. Quanto à energia elétrica que esta central produz a mesma destina-se aos consumos internos da central sendo que todos os excedentes são enviados para a rede elétrica nacional. [2]

## 2.7 Armazenamento térmico em sistemas de cogeração

Depois de observadas as diferentes tecnologias passíveis de serem aplicadas a sistemas de cogeração, torna-se também importante fazer uma referência, ainda que breve, a uma possibilidade que pode revelar-se extremamente interessante aquando da sua aplicação em modernos sistemas de cogeração que poderão ou não estar associados a redes de distribuição de calor e/ou frio. Esta possibilidade passa pela existência de sistemas de armazenamento de calor que, tal como se pode constatar na figura 2.18, têm potencial para proporcionar um aumento na flexibilidade de operação das unidades cogeradoras.



Figura 2.18: Esquema exemplo do princípio de funcionamento de um sistema de armazenamento de calor passível de ser aplicável a unidades de cogeração. [38]

Através da análise da figura acima apresentada é relativamente simples compreender o princípio de funcionamento de um sistema deste tipo. De forma resumida, os excedentes de produção térmica que poderão existir a um dado momento são diretamente encaminhados para o sistema de armazenamento de calor, podendo ser posteriormente utilizados sempre que tal se revele necessário. [38]

Tendo em atenção o princípio de funcionamento apresentado por este tipo de sistema, no limite, é possível redefinir o modo como se dimensiona um sistema de cogeração. Como já referido numa fase prévia deste documento, muita da bibliografia existente refere que a eletricidade deve ser vista como um subproduto da cogeração e, portanto, o dimensionamento deste tipo de sistema deve ser feito tendo em vista a satisfação das necessidades térmicas. Este facto encontra-se inclusivamente previsto na legislação pois quer a nível nacional, quer a nível europeu é referido claramente que a cogeração deve satisfazer uma procura economicamente justificável de calor útil [3, 8, 10]. No entanto, a aplicação de dispositivos de armazenamento de calor pode de certa forma alterar este paradigma em determinadas situações específicas. Atualmente boa parte dos sistemas de cogeração existentes encontram-se associados a unidades industriais consumidoras de energia térmica e são dimensionados essencialmente de forma a responder completamente a essa necessidade energética. No entanto, frequentemente verificam-se situações onde essas mesmas indústrias não têm uma necessidade de energia térmica constante ao longo de todas as horas do dia e ao longo todos os dias da semana, obrigando assim os sistemas de cogeração a responder a essas variações de procura e a funcionar de forma frequente abaixo da sua plena carga o que, como anteriormente observado, condiciona pelo menos em parte o rendimento das mesmas. Estas oscilações poderão revelar-se então uma das principais motivações para a aplicação de dispositivos de armazenamento de calor que poderão então alterar o tradicional método de dimensionamento dos sistemas de cogeração. Desta forma, para responder à mesma necessidade de energia térmica poder-se-á instalar um sistema de menor dimensão que, pelo menos à partida, será menos oneroso quer a nível de instalação, quer a nível de manutenção. Fruto da menor dimensão do sistema a implementar nas horas consideradas de ponta, onde existem superiores necessidades térmicas, mesmo funcionando à plena carga o sistema poderá não ser capaz de satisfazer a totalidade das necessidades térmicas sendo assim necessário que se recorra também ao dispositivo de armazenamento de calor implementado. Este dispositivo, durante as horas consideradas de vazio onde as necessidades térmicas eram reduzidas, foi armazenando o calor produzido mantendo-se assim a unidade cogeneradora à plena carga, ou em valores próximos disso, onde o seu rendimento é mais favorável e foi acumulando o calor necessário para posterior injeção nas horas onde o requisito de calor é superior. [2, 38]

Esta possibilidade de funcionamento apresenta-se retratada na figura 2.19 e apresenta um grande potencial, especialmente em situações onde garantidamente existe escoamento da energia elétrica produzida. Outra possibilidade interessante para a aplicação deste tipo de sistemas passa por locais onde, por alguma razão, existem caldeiras auxiliares de aquecimento para satisfazer determinados picos de consumo térmico e onde, da mesma forma que anteriormente explicado, existem determinados períodos onde não só essas caldeiras são desativadas, como se o sistema es-

tiver a funcionar à plena carga existirá um excesso de energia térmica. Nesses casos, e de forma análoga à verificada para o primeiro caso explicitado, nas horas onde existem excessos térmicos os mesmos são direcionados para o local onde irão ser armazenados para que posteriormente possam ser utilizados sempre que se verifique tal necessidade. [38]



Figura 2.19: Possível modo de funcionamento de um sistema de armazenamento térmico aplicado a uma unidade de cogeração. [38]

Depois de compreendido o seu princípio de funcionamento, importa também perceber o que são ao certo os sistemas de armazenamento de calor. Basicamente estes sistemas são grandes tanques de aço nos quais pode ser armazenada água quente durante um curto período de tempo (que normalmente não ultrapassa os 3 dias) e cujo *design* é sobretudo condicionado pela temperatura da procura e pela pressão da rede. Usualmente, e de forma a não só ampliar a sua possível gama de aplicações, como também de aumentar a velocidade de montagem, estes sistemas são modulares sendo assim compostos por vários painéis de aço aparafusados entre si podendo desta maneira ser adaptados para que possam responder aos mais diversos tipos de necessidade. Além disto, e uma vez que se destinam sobretudo a armazenar água quente, estes armazenadores são geralmente revestidos por um tratamento que, além de evitar a corrosão, garante também um adequado isolamento térmico relativamente ao exterior. Um dispositivo de armazenamento térmico pode então ser observado na figura 2.20. [38, 39]

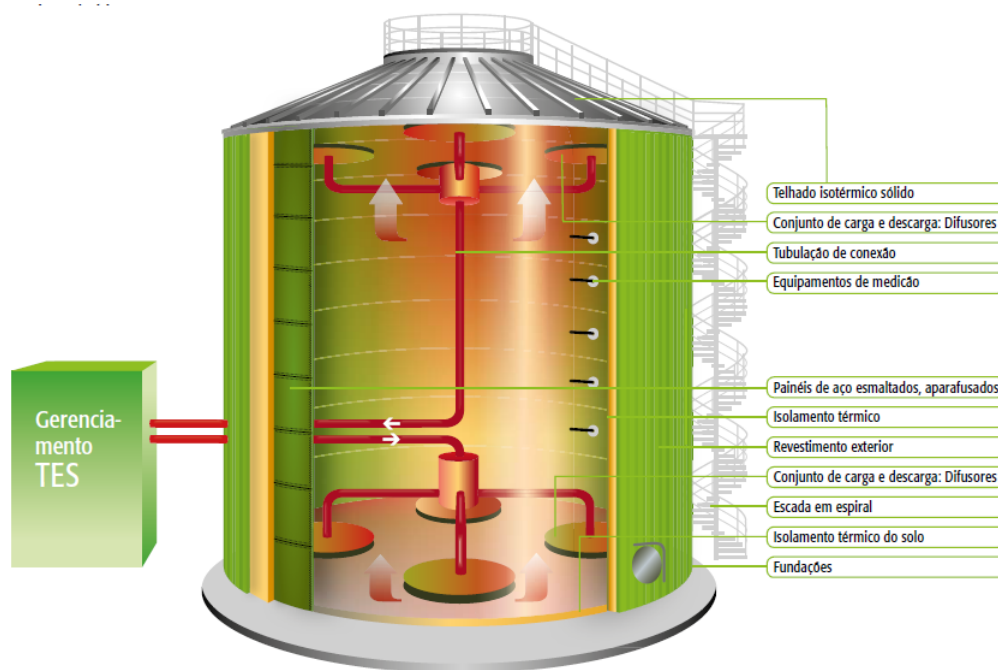


Figura 2.20: Exemplo de sistema de armazenamento de calor comercializado pela *Farmatic*. [38]

Acerca deste tipo de sistemas importa também referir que existem variantes bastante similares e cujo intuito passa pelo armazenamento de energia térmica sob a forma de frio. Assim sendo, o leque de aplicações de sistemas de armazenamento de energia térmica pode ser alargado a sistemas de trigeração existindo inclusivamente a possibilidade de serem implementados sistemas de trigeração que contemplem armazenamento de calor e de frio, logicamente em dispositivos distintos e apropriados para esse efeito. Estes sistemas poderão ainda estar associados a redes de distribuição de calor e/ou frio abrindo assim um grande leque de possibilidades de aplicação. [38]

A aplicação de sistemas de armazenamento de calor embora se revele como sendo muitíssimo interessante no plano teórico vem aumentar de forma considerável a dificuldade existente na gestão ótima de um sistema que combine cogeração/trigeração com esta possibilidade, e ainda mais nos casos onde existem também sistemas de *District Heating and Cooling*. Apesar da introdução de um maior grau de complexidade, a mesma pode ser ultrapassada utilizando modelos de otimização mais complexos mas que geralmente conduzem a uma maior economia. Além disto, a aplicação destes sistemas vem aumentar de forma considerável a flexibilidade operacional permitindo mesmo, ainda que em casos extremos e meramente pontuais, a existência de produção por parte das unidades de cogeração mesmo na ausência de consumo térmico, sendo nesses casos o calor direcionado diretamente para o dispositivo de armazenamento.[39, 40, 41]

## 2.8 A cogeração em Portugal

### 2.8.1 Enquadramento histórico

A introdução da cogeração em Portugal remonta a meados da década de 30 do século passado onde, através da utilização de caldeiras e de máquinas a vapor, se deu início a esta atividade com a aplicação de sistemas ainda bastante rudimentares localizados em unidades industriais. Estes primeiros sistemas utilizavam como combustível essencialmente fuelóleo ou biomassa mas, poucos anos mais tarde em virtude da evolução verificada, os mesmos começaram a ser progressivamente substituídos por turbinas a vapor de contrapressão que acionavam alternadores que, em alguns casos, já funcionavam em paralelo com a rede pública. Apesar desta possibilidade já se encontrar explorada em alguns casos praticamente desde o início da atividade da cogeração, só no ano de 1982, e com o objetivo de incentivar a autoprodução de energia elétrica, foi regulado o conceito de produtor independente que, segundo essa mesma legislação, poderia estabelecer o paralelo com a rede enviando desta forma para a mesma eventuais excessos de eletricidade que seriam devidamente compensados.

Encontrando-se já devidamente clarificado o conceito de produtor independente, e tendo em consideração os incentivos financeiros que se encontravam a ser distribuídos para que a energia fosse utilizada de uma forma mais racional observou-se que, até ao final da década de 80, as principais unidades fabris de diversos setores industriais que apresentavam consumos elevados de energia térmica começaram a olhar para a cogeração como uma solução muito interessante. Sendo assim, e estando nessa altura muito em voga a tecnologia das turbinas a vapor de contrapressão, muitas das principais indústrias de alguns sectores-chave nacionais cientes das vantagens proporcionadas por este tipo de sistema aplicaram unidades cogedoras nas suas instalações tendo no final da década sido alcançadas as 80 centrais que totalizavam uma potência de aproximadamente 530 MW. Na figura 2.21 torna-se possível observar a distribuição dessa potência pelos diversos setores industriais sendo de destacar claramente a indústria da pasta e papel que acumulou quase metade do total de investimento em unidades cogedoras de contrapressão. [42]

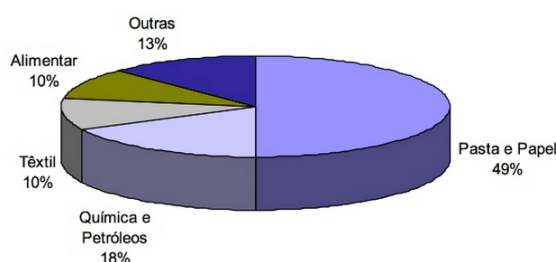


Figura 2.21: Distribuição por setores industriais das centrais de cogeração com turbina a vapor de contrapressão em 1990. [42]

Já na década de 90, em virtude do surgimento de um enquadramento legal próprio que não só reconhecia de forma inequívoca todos os benefícios provenientes da atividade de cogeração, como também fixava uma estrutura adequada de remuneração, esta atividade apresentou um interessante



crescimento. Além do enquadramento favorável que havia sido criado, também os elevados custos da eletricidade verificados bem como a inexistência de alternativas de abastecimentos que tanto preocupavam as empresas nessa altura potenciaram o desenvolvimento das unidades cogedoras ligadas ao setor industrial. Assim, a partir de 1990 foram instaladas em Portugal 64 novas centrais de cogeração industriais que tinham por base a utilização de motores *Diesel* a fuelóleo e que juntas totalizavam uma potência de 350 MW. Tal como a tecnologia das turbinas a vapor de contrapressão havia marcado a cogeração industrial na década de 80, na década de 90 esse lugar coube às centrais com motores *Diesel*. Conforme se pode observar na figura 2.22, a maioria do investimento na década de 90 em centrais de cogeração com este tipo de motores foi feita na indústria têxtil, sendo também de destacar o equilíbrio da aposta nesta tecnologia verificado noutros setores industriais como o da pasta e papel, alimentar e madeira com valores em torno dos 10%. [42]

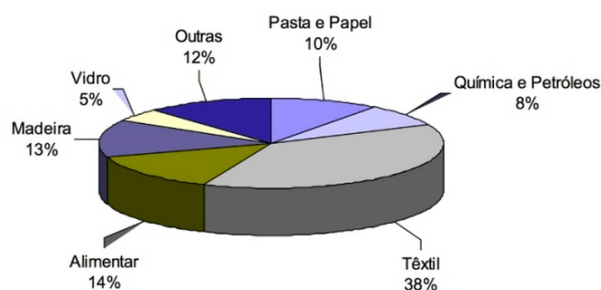


Figura 2.22: Distribuição por setores industriais das centrais de cogeração com motores a fuelóleo em 2000. [42]

Próximo do final da década de 90, mais precisamente no ano de 1997 foi introduzido em território nacional o gás natural abrindo-se assim um novo leque de possibilidades para a cogeração. Tendo sobretudo em atenção as restrições ambientais cada vez mais apertadas assistiu-se nos últimos dez anos a uma atualização da maioria das centrais existentes. Assim, a generalidade das centrais *Diesel*, sobretudo aquelas que já se encontravam amortizadas, foram sendo progressivamente reconvertidas de fuelóleo para gás natural. Existiram também atualizações de algumas centrais que, com o intuito de aumentar não só a eficiência como também a potência, passaram a ser ciclos combinados.

Além desta possibilidade de adaptar unidades já existentes, a introdução do GN abriu também caminho à aplicação de tecnologias que até então não eram passíveis de ser aplicáveis de que são exemplo os motores *Otto* a gás natural e as turbinas a gás. Estas tecnologias rapidamente se massificaram e, no ano de 2011, o seu valor de potência instalado totalizava os 820 MW, potência essa que se encontrava distribuída por vários setores industriais. Na figura 2.23 torna-se então observável a distribuição das referidas tecnologias pelos vários tipos de unidades industriais existentes e, através da mesma, fica demonstrado que a indústria têxtil foi a principal responsável pelo crescimento da tecnologia de cogeração com motores *Otto* a GN enquanto que as indústrias químicas, dos petróleos e da pasta de papel foram as maiores responsáveis pela massificação das unidades cogedoras com turbinas a GN. [42]



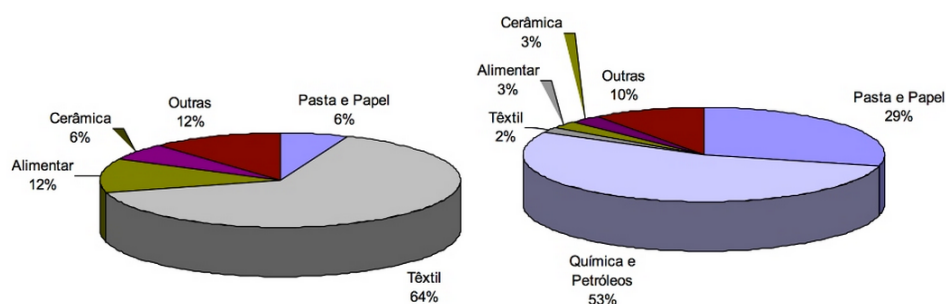


Figura 2.23: Distribuição por setores industriais das centrais de cogeração com motores *Otto* a GN e das centrais de cogeração com turbinas a GN (esquerda e direita respetivamente) [42]

Em resumo, e através da análise da figura 2.24, é possível em primeira instância perceber que a maioria das unidades de cogeração existentes em solo nacional utiliza o gás natural como combustível. Através da análise da referida figura pode ainda ser observada de forma absolutamente evidente a explicação anteriormente efetuada acerca das tecnologias que marcaram cada uma das diferentes décadas. Assim, claramente até à década de 90 a tecnologia dominante foi a das turbinas de contrapressão, tendo sido durante a década de 90 substituída pelos motores a fuelóleo. Já a partir de finais da década de 90 é clara a preponderância assumida pelas turbinas a gás natural face às demais tecnologias. Na figura é ainda perceptível que, pelo menos até ao ano de 2012, as microturbinas eram ainda uma tecnologia praticamente desconhecida no nosso país significando isto que a microcogeração é ainda uma vertente que se encontra praticamente inexplorada. [42]

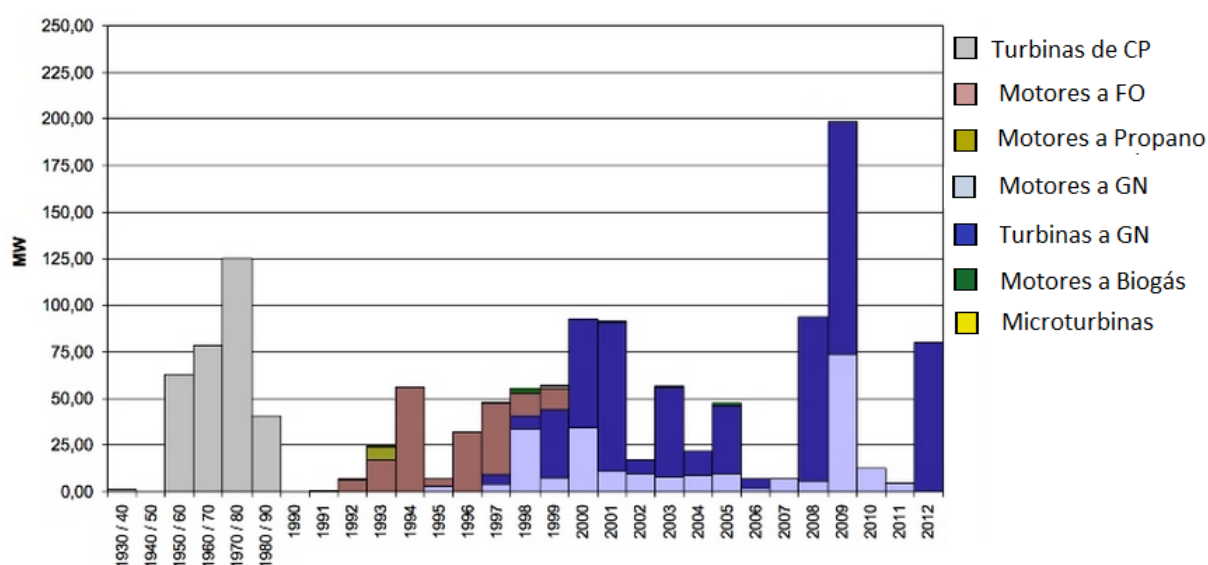


Figura 2.24: Evolução ao longo dos anos das instalações de unidades de cogeração tendo em conta a tecnologia empregue. Adaptado de [42]

### 2.8.2 Situação atual

Depois de realizado o enquadramento histórico da atividade da cogeração em Portugal, torna-se importante perceber de que forma a mesma se encontra desenvolvida e quais as tendências verificadas nesta área. No caso nacional, e tendo por base os últimos dados disponíveis que remontam ao ano de 2013, existe uma potência total instalada de cogeração que toma um valor próximo dos 1300 MW.

Desse valor, e tal como se pode constatar na figura 2.25, a maioria da potência encontra-se alocada a turbinas de gás natural. Sobre a mesma figura é ainda interessante notar que quer as turbinas de contrapressão, quer os motores a fuelóleo que, como anteriormente estudado, foram tecnologias que marcaram as décadas de 80 e 90 se encontram praticamente extintas no nosso país tendo pesos de 5% e 1%, respetivamente. No gráfico é ainda possível a retirada de mais duas conclusões interessantes. A primeira, e como já havia sido referido anteriormente, é que juntando o peso das turbinas a gás natural com o dos motores que têm por base a utilização desse mesmo combustível, obtém-se o valor de 68% o que mais uma vez reforça o peso que o gás natural tem para a cogeração em Portugal. A segunda reside no facto de a biomassa, à qual normalmente está associado o conceito de cogeração renovável, deter um peso superior a 25% do total da potência instalada em cogeração. [43]

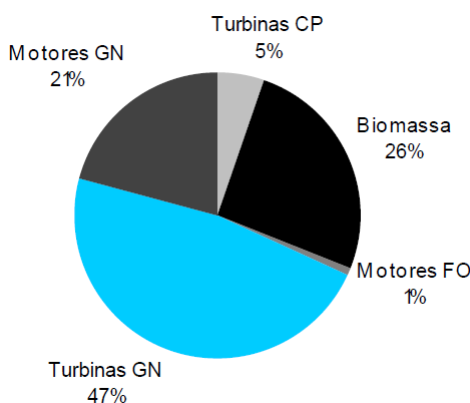


Figura 2.25: Peso de cada uma das tecnologias de cogeração em Portugal no ano de 2013. [43]

Interessante também se torna a compreensão de quais os locais onde é aplicada a cogeração em Portugal. Essa informação encontra-se presente na figura 2.26 e nela se pode constatar que as indústrias química, do papel e têxtil são as principais utilizadoras deste tipo de instalação. Assim sendo, é possível compreender que a cogeração apresenta um grande peso em indústrias que são, na sua grande maioria, exportadoras uma vez que permite às mesmas serem mais competitivas no mercado global. Acerca do referido gráfico é também de destacar a presença da cogeração na área hospitalar portuguesa existindo para já sistemas de cogeração em vários hospitais nacionais e de que são exemplo o São João, o Pedro Hispano, o Garcia de Horta, o São Francisco Xavier, o São Bernardo e o São André. [35, 43, 44, 45, 46]

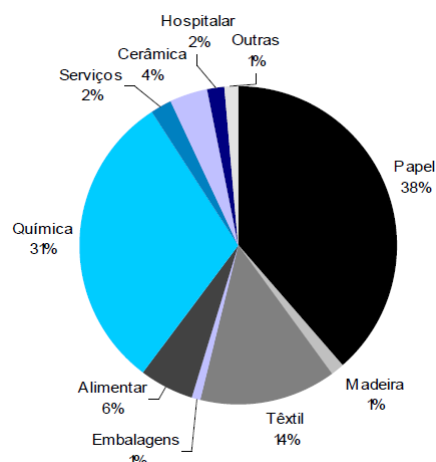


Figura 2.26: Distribuição por setor de atividade da potência instalada em cogeração em Portugal, no ano de 2013. [47]

Sendo a cogeração em Portugal integrada na Produção em Regime Especial (PRE), importa também entender qual o papel que a mesma desempenha dentro dessa área, nomeadamente percebendo a quantidade de energia que esta consegue fornecer à rede elétrica. Assim, recorrendo aos dados da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) presentes na figura 2.27, é possível observar a evolução da energia entregue à rede por unidades de cogeração renováveis e não renováveis que no gráfico se apresentam a laranja e vermelho, respetivamente. Através da figura é então possível perceber que, quanto à cogeração renovável, e com exceção das transições de 2003 para 2004 e de 2004 para 2005, a evolução foi reduzida, havendo normalmente um ligeiro crescimento de ano para ano. Já para as cogerações não renováveis existiram períodos onde a mesma se reduziu, de que são exemplos as transições dos anos 2000 para 2001 e de 2007 para 2008, mas na globalidade a energia entregue à rede foi aumentando a um nível superior ao da cogeração não renovável. Analisando agora os dados presentes na figura para o ano 2013, é possível entender que a totalidade da energia entregue à rede por unidades cogecedoras atingiu os 7130.6 GWh. Deste valor aproximadamente 26% corresponde a energia fornecida por unidades renováveis, sendo logicamente os restantes 74% oriundos de cogerações que têm por base a utilização de combustíveis fósseis. Ao nível de dimensão, enquanto PRE, a cogeração ocupa o segundo lugar logo atrás da energia eólica representando cerca de 32.7% do total da produção em regime especial existente em Portugal. [12]

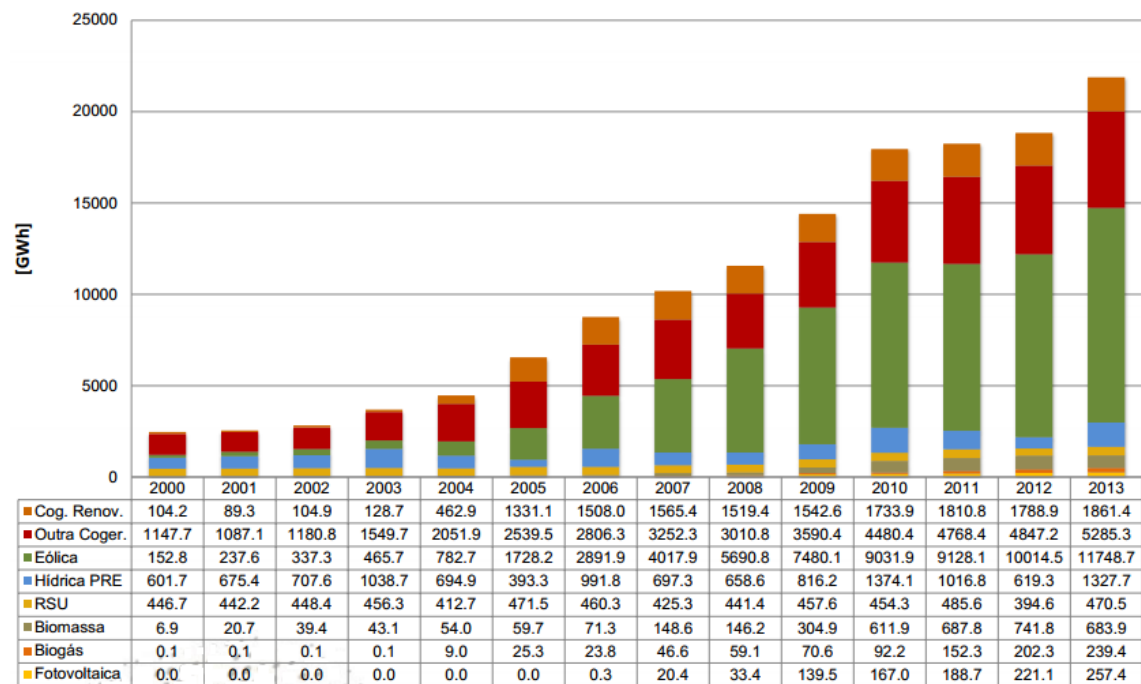


Figura 2.27: Evolução ao longo dos anos da energia elétrica entregue à rede pelas várias tecnologias de *PRE* existentes em Portugal. [12]

Depois de conhecido o valor da energia elétrica entregue à rede por centrais de cogeração no ano 2013, é também interessante compreender o impacto que esse valor apresentou na satisfação da carga verificada a nível nacional nesse mesmo ano. Assim, e tal como se pode observar pelos dados da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) presentes na figura 2.28, a cogeração foi responsável pela alimentação de aproximadamente 16% da carga verificada nesse ano, estando nesse valor contabilizado a *PRE* não renovável (representada a cinzento claro na parte esquerda da figura) e a parte da *PRE* correspondente à biomassa que, pelo menos em parte, está associada a unidades de cogeração (e que se encontra representada a laranja na parte direita da figura).

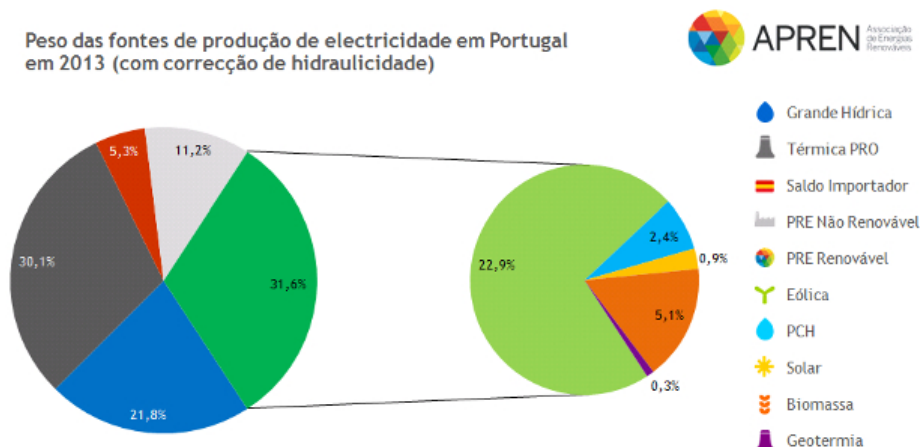


Figura 2.28: Peso de cada uma de cada uma das fontes de produção de eletricidade na satisfação do consumo nacional verificado no ano de 2013. [48]

Caso se pretenda é ainda possível obter no *website* da REN o diagrama horário de cargas verificado para um determinado dia e, dentro desse diagrama, é ainda exequível a obtenção subdiagramas com a produção em regime especial, a produção térmica, a produção hidráulica e ainda o saldo importador/exportador. Desta forma, e a título de exemplo, obtiveram-se as figuras 2.29 e 2.30 que mostram para o dia 23 de Fevereiro de 2015 não só o diagrama de cargas verificado como também o diagrama da produção em regime especial térmica a que esta dissertação respeita (cogeração). [49, 50]

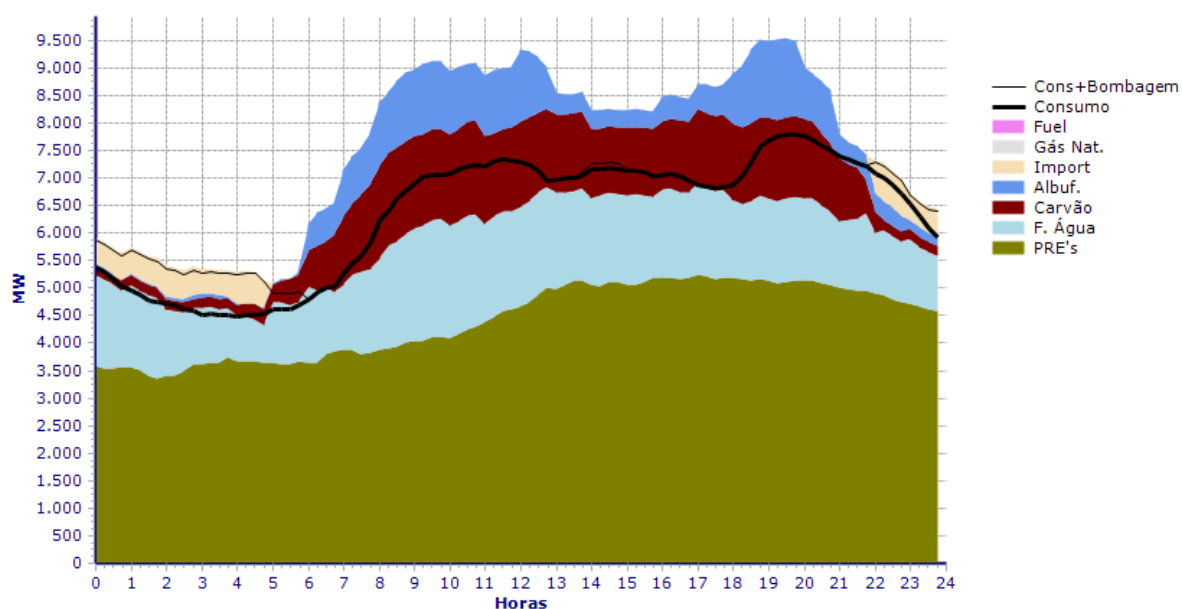


Figura 2.29: Diagrama de cargas referente ao dia 23 de Fevereiro de 2015. [49]

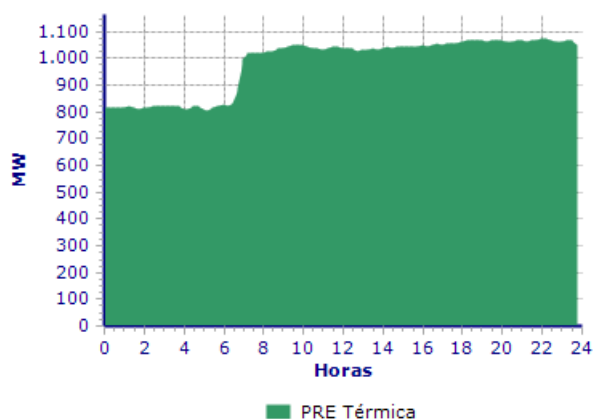


Figura 2.30: Diagrama de produção em regime especial térmica (cogeração) verificado no dia 23 de Fevereiro de 2015. [50]

Conforme se pode observar através da análise da figura 2.30 a cogeração apresenta uma produção praticamente constante ao longo do dia, sendo este comportamento verificável não só para o dia em análise, mas também para a globalidade dos dias que foi possível examinar. Desta forma reforça-se a ideia presente em algumas publicações que a utilização de unidades de cogeração pode funcionar como um importante complemento às unidades renováveis que, sobretudo no caso da eólica, se apresentam como altamente variáveis ao longo do dia.

Um aspeto essencial a conhecer sobre qualquer tecnologia de produção de energia reside logicamente no seu custo, sendo também interessante perceber qual foi a sua evolução ao longo dos últimos anos. Assim sendo, é apresentada a figura 2.31 na qual é exibida a evolução dos custos médios anuais por tecnologia desde o ano 2000 até ao ano 2013. Da análise da referida figura torna-se compreensível que a cogeração, sobretudo a que utiliza como meio de produção de energia os combustíveis fósseis, é um tipo de produção particularmente sensível aos preços dos combustíveis. Desta forma, como se pode observar através da diferença de preços verificada entre os anos de 2007/2008 e os anos 2011/2012, fatores como a crise internacional e desastres naturais, como o que afetou *Fukushima* em Março de 2011, têm uma forte influência no custo das matérias-primas necessárias ao funcionamento deste género de centrais e prejudicam logicamente o seu custo médio anual. Mesmo assim, observando o comportamento da cogeração de origem renovável, a mesma já se apresenta com custos mais próximos do que aqueles que são apresentados por outras fontes de energia renovável como a eólica ou as pequenas centrais hídricas. De facto deve ser destacada essa proximidade, uma vez que quer as centrais eólicas, quer as pequenas hídricas não apresentam qualquer custo variável de funcionamento uma vez que o “combustível” necessário ao seu funcionamento se encontra disponível com uma determinada frequência e de forma inteiramente gratuita, enquanto as cogerações, mesmo que sejam consideradas renováveis (utilizem pelo menos 50% de combustível de origem renovável), necessitam muitas vezes de tratar e transportar esse combustível até às mesmas o que logicamente onera os custos de produção. Além desta questão deve ser destacado que, ao contrário de outras tecnologias que centram o seu foco de atividade exclusivamente na produção elétrica, a cogeração não se destina de forma exclusiva

a esse fim e, como tal, caso seja considerada uma adequada valorização para a energia térmica, a mesma apresentar-se-á certamente como sendo ainda muito mais competitiva comparativamente com outras tecnologias.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Outra Coger.</i>	47.6	56.2	66.7	76.6	78.9	91.4	103.0	100.1	121.6	97.8	104.2	118.9	132.8	124.3
<i>Coger. Renov.</i>	43.6	47.5	55.2	79.5	80.9	78.1	81.5	85.4	90.4	89.8	90.5	95.1	99.7	99.0
<i>Biogás</i>	53.2	55.0	45.0	52.5	69.5	94.9	106.2	105.7	109.0	106.4	107.2	110.5	111.5	112.3
<i>Fotovoltaica</i>	-	-	-	542.7	543.7	542.0	379.7	330.2	338.5	327.4	330.2	343.7	346.3	334.2
<i>Hídrica PRE</i>	64.3	65.3	75.1	78.0	79.4	81.5	84.3	88.6	88.7	87.5	88.6	91.4	93.9	95.2
<i>Biomassa</i>	59.5	63.0	66.6	69.3	72.3	102.1	110.8	109.9	111.9	110.1	108.1	112.9	116.1	116.9
<i>RSU</i>	55.7	65.7	68.5	70.9	72.7	74.7	76.9	78.2	80.9	80.3	80.8	84.0	85.8	86.4
<i>Eólica</i>	60.2	61.9	80.1	84.1	87.5	88.8	92.0	94.5	94.7	93.7	91.6	93.5	96.6	93.8

Figura 2.31: Evolução do custo médio anual para cada uma das diferentes tecnologias de PRE de 2000 a 2013 (€/MWh). [12]

Apesar de penalizada pelo aspeto anteriormente referido da flutuação do preço de produção em função do preço dos combustíveis fósseis no mercado, têm-se assistido nos últimos dois anos a uma progressiva redução do custo médio anual de produção da cogeração não renovável. Esta constatação pode ser vista não só na figura 2.31, como também na figura 2.32 e contrasta com a tendência que se está a ser verificada quer nas unidades eólicas quer nas pequenas hídricas. Caso esta tendência se mantenha será reforçada mais uma vez a competitividade da cogeração sobretudo enquanto PRE que, como visto anteriormente, apresenta vantagens que embora distintas dos outros tipos de PRE podem ser extraordinariamente interessantes para muitas áreas de atividade.

Na figura 2.32 deve também ser notada a redução conseguida a este nível pelos sistemas solares fotovoltaicos. No entanto, o valor do seu custo médio anual de funcionamento é ainda assim revelador de que esta é uma tecnologia que, embora tenha um elevado potencial de crescimento em países com bons níveis de irradiação, e de que Portugal é exemplo, se encontra numa fase relativamente prematura de desenvolvimento.

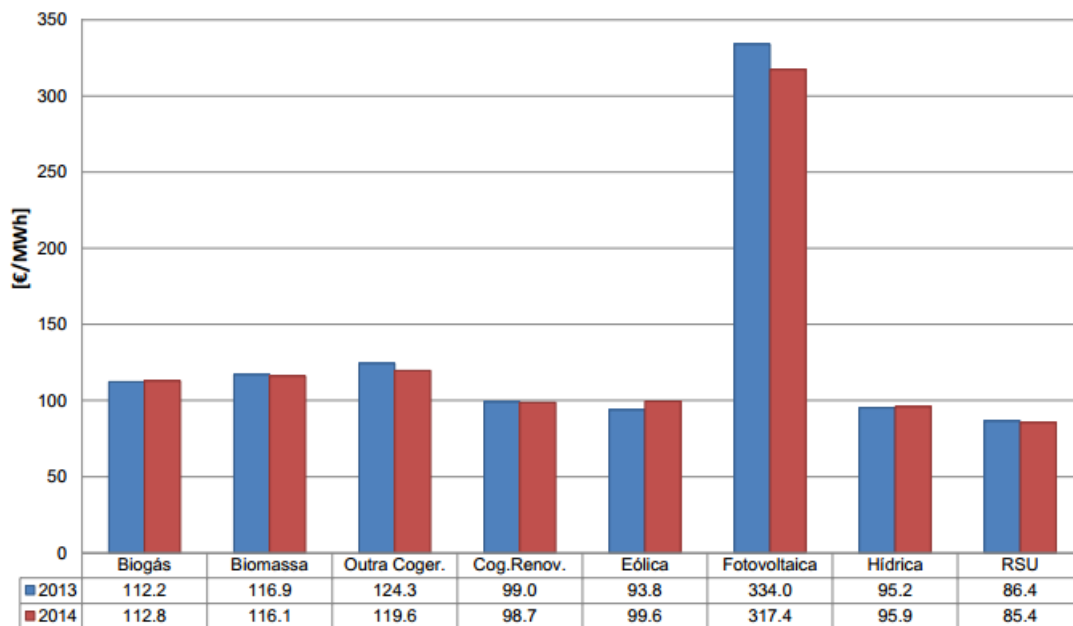


Figura 2.32: Evolução do custo médio anual (em €/MWh) para cada uma das diferentes tecnologias de PRE em 2013 e 2014. [12]

De forma a finalizar esta análise da situação atual da cogeração em Portugal torna-se ainda interessante compreender qual a tendência que se tem verificado ao nível do investimento/desinvestimento deste tipo de produção. Assim, tendo por base mais uma vez os dados fornecidos pela ERSE, e que se encontram exibidos na figura 2.33, é possível perceber que os últimos investimentos em unidades de cogeração remontam ao já longínquo ano de 2011.

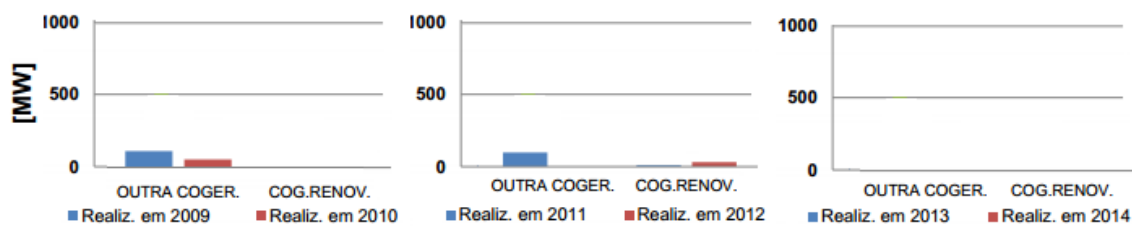


Figura 2.33: Evolução da potência total e dos novos investimentos em PRE nos anos 2009 a 2014. [12, 13, 14]

Tendo então por base os dados fornecidos pela ERSE é possível compreender que se verificou ao longo dos últimos anos um progressivo desinteresse na atividade de cogeração e que se traduziu na ausência de novos investimentos nesta área. Além da inexistência de novos investimentos a cogeração nacional saiu ainda bastante a perder nestes últimos anos. Segundo os dados apresentados pela Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração (COGEN Portugal), em Dezembro de 2014, na segunda edição do *workshop* acerca do enquadramento legal da cogeração naquela data, desde da entrada em vigor da anterior legislação da cogeração (que só aconteceu em 2012 devido ao facto de aquando da sua publicação o DL n.º 23/2010 não contem-



plar os valores de tarifa aplicáveis a cada tipo de unidade cogeneradora) já foram encerradas pelo menos 40 unidades de cogeração, totalizando uma potência superior a 211 MW. Para que se tenha uma melhor noção do impacto desta realidade existiam em Portugal nessa altura cerca de 160 unidades de cogeração com uma potência global de cerca de 1300 MW, correspondendo assim estes encerramentos a mais de 16% do total da potência instalada [11, 51, 52]. Logicamente que todos estes fechos tiveram consequências quer para a economia nacional, quer para o ambiente. A nível económico estima-se que o fecho destas centrais tenha conduzido a um aumento da importação de combustíveis próximo das 36 ktep/ano. Esta revela-se de facto uma situação preocupante a nível nacional uma vez que sendo Portugal um país puramente importador de combustíveis fósseis, aumentando o consumo está-se também a aumentar a dependência em relação aos países produtores, sendo problemática a instabilidade que caracteriza a maioria desses países e que frequentemente se reflete no preço a pagar pela matéria-prima. Também do ponto de vista ambiental, o encerramento de centrais de cogeração trouxe consigo efeitos nefastos que se sentem não só ao nível do ambiente mas também ao nível dos objetivos nacionais de eficiência energética. Desta forma, e tomando em consideração os dados existentes relativos à cessação da atividade de 33 das referidas 40 centrais de cogeração, é estimado que as emissões de dióxido de carbono para a atmosfera se tenham elevado em cerca de 125000 toneladas por ano o que, conhecendo-se os efeitos nocivos que este gás apresenta para a atmosfera, é algo altamente desfavorável. [11]

Sendo conhecida a situação atual da cogeração em Portugal importa tentar perceber a que se deve a mesma. Com esse intuito e analisando a legislação que atualmente regula a atividade da cogeração rapidamente se compreende que existem alguns obstáculos legais que estão a causar falta de confiança nos potenciais investidores o que os leva a não aplicar o seu capital neste tipo de negócio.

Assim, por exemplo aquando da sua publicação, o Decreto-Lei n.º 23/2010, que até ao passado dia 30 de Abril de 2015 regulava a atividade da cogeração em Portugal, veio incutir a criação de duas modalidades pelas quais os cogeneradores poderiam livremente optar, sendo então denominadas por Modalidade Especial (ME) e por Modalidade Geral (MG). O primeiro problema com esta legislação surgiu quer através da ausência de um possível procedimento de cálculo, quer com a inexistência de um valor para a tarifa de referência a ser pago à energia elétrica produzida pelas centrais de cogeração, valor esse que só foi tornado público cerca de 2 anos mais tarde com a publicação da Portaria n.º 140/2012. Este desfasamento temporal colocou qualquer possível interessado na expectativa afastando assim qualquer possibilidade de investimento dada a carência de qualquer tipo de garantia de retorno do investimento efetuado.

Voltando um pouco atrás, às referidas modalidades, na geral estava previsto um prémio de participação em mercado para as centrais que aceitassem participar no mesmo. No entanto, uma vez que não foi salvaguardada qualquer garantia de escoamento para a energia elétrica produzida pelas unidades de cogeração, e muito menos existia a figura do facilitador de mercado prevista no n.º 1 do artigo 20.º do DL n.º 215-A/2012, a aplicabilidade desta modalidade a novos projetos encontrou-se desde logo fortemente condicionada. Para que melhor se compreenda a vantagem da criação de um facilitador de mercado, este pode ser explicado como sendo uma entidade que

agregaria eventuais excessos de produção de diversas centrais de cogeração fazendo assim ou uma maior oferta a mercado, ou encontrando potenciais interessados em estabelecer contratos bilaterais, libertando dessa responsabilidade empresas que, embora detentoras de unidades cogedoras, não centram nas mesmas as suas atividades. Esta entidade só veio a ser criada no final do ano 2014 aquando da publicação do Regulamento n.º 561/2014. No entanto apesar dessa peça legal pretender solucionar este problema, a mesma não só não o fez, pois no seu texto não se encontrava contemplada uma referência unívoca acerca da entidade que seria essa figura, como também com a recente publicação da nova legislação da cogeração, esta figura deixa de ter a importância que anteriormente poderia ter. [11, 53, 54]

Passando agora para a modalidade especial, esta seria à partida mais interessante para a maioria dos cogedores dado que apresentava uma tarifa de referência fixa, válida durante um determinado número de anos, para a eletricidade disponibilizada à rede elétrica. No entanto, dada a publicação do DL n.º 25/2012, a obtenção de nova potência de ligação nesta modalidade encontrou-se completamente vedada, salvo situações excecionais de relevante interesse público ou em que estivessem em causa os objetivos e as prioridades da política energética nacional, até à data de publicação do DL n.º 68-A/2015. [3, 11, 55]

Quanto à atual legislação, e mesmo tendo em consideração a recente publicação da mesma, esta apresenta-se até ao momento como sendo inaplicável até que seja publicada a portaria que a complementa. Ainda assim, e tendo em consideração a extinção do prémio de participação em mercado bem como a limitação da soma dos prémios de eficiência e de energia renovável, não se torna expectável que o atual paradigma deste setor seja revertido. [3, 56]

### 2.8.3 Potencial nacional de cogeração

Encontrando-se este subcapítulo intitulado de “A cogeração em Portugal”, e depois de ter sido realizado um breve enquadramento histórico bem como uma revisão acerca do estado atual de implementação deste meio de produção em solo português, poderá também ser interessante compreender de que forma se espera que esta atividade evolua. Assim, e em sequência da transposição da Diretiva 2004/8/CE para a legislação nacional, foi publicado em Fevereiro de 2010, pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGE) em conjunto com a Universidade de Coimbra, o “Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal” que traçou alguns possíveis cenários para o caso concreto português. Neste documento deve essencialmente ser retido que [8, 9, 11]:

- Foi identificado um potencial de crescimento da cogeração no setor industrial de 1377 MW<sub>elétrico</sub> até ao ano de 2020, sendo que desse valor 700 MW<sub>elétrico</sub> correspondem a novas instalações e os restantes 677 MW<sub>elétrico</sub> correspondem a unidades que utilizam como combustível o fuelóleo e que serão na sua totalidade reconvertidas para GN até 2020.
- Foi identificado um potencial de crescimento da cogeração no setor dos serviços de 252 MW<sub>elétrico</sub> até ao ano de 2020 o que corresponderia a um aumento de cerca de 8 vezes em relação ao valor de 31 MW<sub>elétrico</sub> que era o verificado para a cogeração no setor dos serviços em 2007.

- Foi identificado um potencial de crescimento da cogeração no setor residencial praticamente nulo fruto quer do clima ameno verificado em Portugal, que dispensa a existência de aquecimento durante a maior parte do ano, quer devido à ainda reduzida eficiência dos *chillers* de pequenas dimensões.

De acordo com o mesmo estudo, caso este potencial seja atingido o mesmo levará a que se poupem anualmente cerca de 610000 tep/ano, valor esse que equivale a cerca de 14% do total das importações de gás natural ocorridas no ano de 2013. Essa poupança teria também grandes impactos ambientais, tendo sido estimado que em fruto do desenvolvimento da cogeração se evitaria anualmente a emissão de 4.7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. [9]

Mais recentemente, e em virtude da publicação da nova legislação que regulamenta o setor da cogeração em Portugal, um estudo semelhante ao acima mencionado terá de ser elaborado pela DGEG até ao dia 31 de Outubro de 2015. Este visa dar resposta a uma imposição da União Europeia (UE) e deve conter "(...) uma avaliação exaustiva das potencialidades em matéria de aplicação da cogeração de elevada eficiência, incluindo a microcogeração de elevada eficiência (...)". A referida avaliação deve, segundo o exposto no DL n.º 68-A/2015, ser acompanhada de "uma análise custo-benefício que abranja a totalidade do território, tendo em conta as condições climáticas, a viabilidade económica e a adequação técnica (...) e permita identificar as soluções mais eficazes em termos de recursos e custos para responder às necessidades de aquecimento e arrefecimento (...)". Caso a avaliação pretendida demonstre a existência de potencial de aplicação de cogeração de elevada eficiência e de sistemas de aquecimento e arrefecimento urbano eficientes, cujos benefícios não excedam os custos, o governo compromete-se a adotar as medidas que considerar adequadas com vista ao desenvolvimento destas infraestruturas. Finalmente, acerca deste estudo deve ainda ser referido que um relatório contendo as principais conclusões do mesmo terá obrigatoriamente de ser enviado à Comissão Europeia até ao máximo de 2 meses após a data legalmente imposta para a sua conclusão. [3, 57]

## **2.8.4 Barreiras ao desenvolvimento da cogeração e potenciais soluções**

Um dos capítulos do “Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal” é referente à identificação de possíveis barreiras ao desenvolvimento da cogeração e a eventuais formas de ultrapassar essas potenciais dificuldades. Desta forma, os principais impedimentos da proliferação da cogeração em Portugal identificados pela DGEG foram [9]:

1. Os preços dos combustíveis, em particular do gás natural.
2. O custo inicial de instalação do sistema de cogeração.
3. As condições de remuneração da eletricidade produzida.
4. A durabilidade das necessidades térmicas.
5. O acesso às redes de distribuição de eletricidade e de gás natural.

6. A meta dos 10% de poupança de energia primária em algumas indústrias.
7. A ausência de uma rede de distribuição de energia térmica.
8. A falta de espaço físico.
9. As incertezas do mercado de emissões da União Europeia.
10. O tempo necessário à obtenção de licenciamento.
11. A burocracia excessiva para os necessários requerimentos ambientais.
12. A falta de informação.
13. A inércia de um processo de transformação na empresa.

Estas barreiras podem ser divididas em barreiras de ordem económica (1 a 4), de ordem técnica (5 a 8), de ordem política (9 a 11) e de outros tipos (12 e 13). Para ultrapassar estes possíveis obstáculos o mesmo documento deixa como sugestões [9]:

- A expansão e a melhoria da rede nacional de gás natural.
- A divulgação exaustiva do interesse da cogeração e das vantagens que decorrem da sua aplicação. Devem ser divulgados casos de estudo de sucesso nos setores com maior potencial de forma a aumentar a disseminação da informação.
- A redução dos constrangimentos ao nível da ligação das unidades de cogeração à rede elétrica nacional, nomeadamente através do investimento no reforço da mesma e na diferenciação dos projetos de cogeração relativamente aos restantes produtores independentes em termos daquilo que é a efetiva injeção na rede e a contribuição para os trânsitos de potência.
- O fomento de sistemas de financiamento com capitais público-privados.
- A redução da burocracia existente no licenciamento de novas instalações.
- O enquadramento regulatório e a política de incentivos estáveis que garanta condições de estabilidade para os investidores, que seja consoante com os restantes países da UE e adequada ao investimento em causa.
- A criação de bases que viabilizem a expansão da cogeração renovável para que a mesma se torne equiparável ao quadro dos apoios previstos na legislação em vigor para a promoção de energia renováveis de origem equivalente. Deve ainda ser promovida a expansão sustentável da cogeração renovável ligada ao setor florestal.

### 2.8.5 A COGEN Portugal

De forma a finalizar o enquadramento da cogeração em Portugal, e dada a sua ligação a esta temática, não poderia deixar de ser feita uma breve referência à COGEN Portugal.

Em 1994, fruto do desenvolvimento verificado na cogeração em Portugal a partir do início da década de 90 e das dificuldades existentes nesta atividade, surgiu a Associação Portuguesa de Produção de Energia em Cogeração (APPEC) que, agrupando um conjunto de 16 empresas detentoras de instalações de cogeração, procurou conseguir um adequado enquadramento legislativo e económico a aplicar às unidades existentes e que, se possível, fosse capaz de potenciar a criação de novos projetos. Esta associação não levou muito tempo a conseguir reconhecimento perante o poder político, a administração pública e as instituições comunitárias, reconhecimento esse que lhe permitiu participar ativamente na discussão de matérias relacionadas com o seu âmbito.

Esta associação foi igualmente reconhecida além-fronteiras, tendo sido pouco tempo depois da sua criação convidada a juntar-se à *COGEN Europe* que, de forma resumida, consiste numa associação para a promoção da cogeração que é detentora de uma estreita colaboração com as instituições europeias e com as associações nacionais de outros países europeus. Sendo então parte integrante da *COGEN Europe*, a APPEC passou, em 1997, a designar-se por Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração ou, simplesmente, COGEN Portugal.

Atualmente a COGEN portuguesa tem mais de 100 membros associados que apresentam interesse nas áreas da produção descentralizada de energia, da eficiência energética, e em especial da cogeração. Destes membros fazem parte não só empresas industriais e do setor dos serviços detentoras de unidades de cogeração, como também promotores e investidores em projetos de energia (nomeadamente cogeração), fabricantes e fornecedores de equipamentos, instaladores e empresas de manutenção, empresas de engenharia, fornecedores de combustíveis, fornecedores de lubrificantes e ainda algumas entidades individuais. A COGEN portuguesa tem por hábito organizar eventos de que são exemplo os jantares debate anuais, a conferência anual, os *workshops* e seminários que ocorrem com uma periodicidade de 2 a 3 vezes ao ano e ainda alguns esporádicos encontros técnicos. Desta forma, além de contribuir para a promoção da cogeração, a COGEN consegue também através das suas atividades promover o debate e a informação de temas marcantes da atualidade da cogeração que são de todo o interesse dos seus associados. [58]

## 2.9 Situação Internacional da Cogeração

Após ter sido realizada uma descrição relativamente pormenorizada da situação da cogeração em Portugal torna-se interessante perceber de forma breve como surgiu e o estado de desenvolvimento da mesma no mundo, com especial enfoque na Europa.

Segundo dados históricos a cogeração surgiu por volta de 1870 nos Estados Unidos da América e, resumidamente, consistia numa máquina a vapor à qual era acoplado um gerador elétrico.

Sobretudo em cidades com elevada densidade populacional estes sistemas foram sendo desenvolvidos tendo-se atingido no ano de 1909 a existência de 150 unidades de cogeração. Estas centrais operavam na sua maioria com reduzidos níveis de eficiência e tinham como função não só fornecer energia à rede, como também proceder ao aquecimento ambiente através da existência de redes de vapor.

Durante várias décadas, particularmente devido ao baixo custo e à elevada disponibilidade de combustíveis fósseis, a evolução da cogeração foi lenta e as preocupações com a eficiência eram bastante reduzidas. No entanto, já na década de 70, com o despoletar da crise do petróleo bem como com as crescentes preocupações ambientais, levaram a que este paradigma de ineficiência fosse progressivamente alterado e se voltasse a apostar de forma mais evidente na atividade de cogeração. [19, 59]

Já na Europa, ao longo das últimas duas décadas foram realizados múltiplos estudos que culminaram em diretivas, de que é exemplo a Diretiva 2004/8/CE, sendo que a mesma visava essencialmente a promoção da cogeração dada a sua maior eficiência na utilização da energia primária aquando da sua comparação com outras tecnologias. Na referida diretiva de promoção da cogeração estava mesmo descrita a obrigação dos estados-membros efetuarem um estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência mas, apesar da realização do referido estudo, os progressos verificados em muitos dos países ao nível da cogeração foram muito reduzidos, mesmo tendo em consideração os diversos apoios existentes. [60]

A nível Europeu destaca-se ainda a existência dos projetos *CODE* e *CODE 2*. O primeiro destes projetos decorreu entre 2008 e 2011 e teve por objetivo não só proceder a uma avaliação independente da UE do estado de implementação nos diversos estados membros da Diretiva 2004/8/CE, como também de construir bases de crescimento regionais constituídas por casos de estudo bem sucedidos e cuja junção culminou na publicação de um manual que os continha e que visava especialmente potenciar um desenvolvimento mais expedito do mercado da cogeração a nível europeu [61]. De forma a dar sequência ao trabalho desenvolvido no projeto *CODE* surgiu, entre 2012 e 2014, o projeto *CODE 2* que, aproveitando as bases de conhecimento cimentadas com a execução do projeto anterior, visava a criação de 27 roteiros nacionais de cogeração [62]. Além da criação destes roteiros, este projeto teve ainda como missão desenvolver guias simplificados destinados a potenciais investidores neste tipo de sistema de forma a tornar mais simples a interpretação da legislação aplicável à cogeração [60].

Passando agora a uma análise mais numérica, torna-se interessante perceber quais os países europeus que mais apostam na implementação da cogeração e, como se pode observar de forma clara na figura 2.34, a maioria dos países que ocupam posições cimeiras na aplicação de cogeração encontram-se situados do norte da Europa.

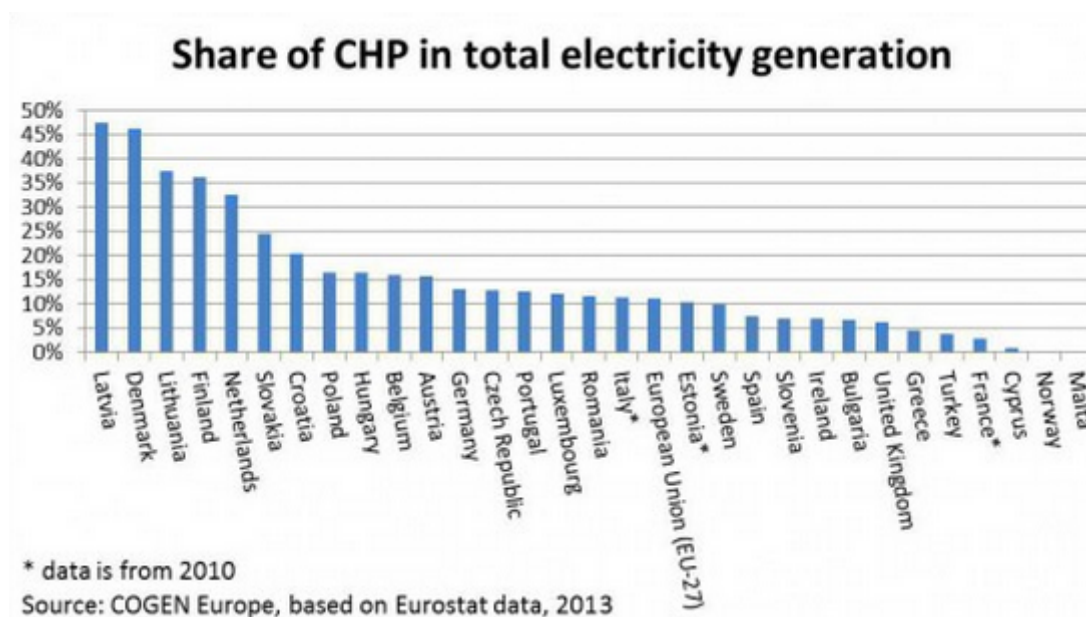


Figura 2.34: Quota da cogeração na produção total de eletricidade de diversos países europeus. [63]

Tal como se pode observar através da análise da referida figura, Portugal encontrava-se, aquando da sua publicação, em décimo quarto lugar nesta estatística, estando assim sensivelmente a meio da mesma. No entanto, uma vez que estes dados não se encontram completamente atualizados, e tendo em conta a situação que se tem verificado sobretudo a partir de 2012 em Portugal, é perfeitamente concebível que neste momento a posição nacional se encontre num patamar bastante inferior.

Observando também os dados estatísticos presentes na figura 2.35 para os combustíveis utilizados na Europa nas unidades de cogeração, é possível verificar que, tal como acontece no caso nacional, a maioria das unidades cogradoras utiliza como combustível o GN. Destaque ainda para o peso da utilização de combustíveis renováveis que, em Portugal, é superior a 25% enquanto a média Europeia se situa em aproximadamente 16.3%.



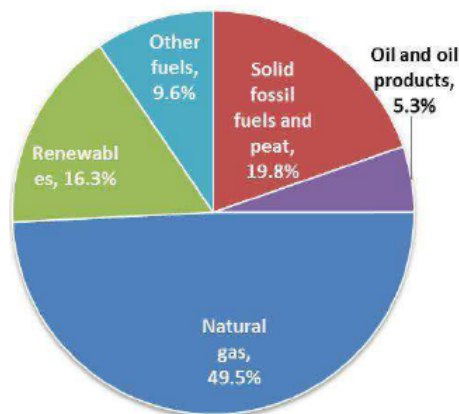


Figura 2.35: *Mix* de combustíveis utilizados em cogeração, verificado no ano de 2012 para os 28 estados-membros da UE. [43]

### 2.9.1 O caso exemplar da Dinamarca e a importância das redes DHC

Como se compreende da análise da figura 2.34 a Dinamarca é um dos países Europeus onde a cogeração apresenta uma maior massificação. De facto este país pode mesmo ser tomado como sendo um exemplo em matéria de eficiência e de cogeração dada a sua larga tradição na área.

O início da atividade de cogeração na Dinamarca data do ano de 1903, tendo ocorrido na cidade de *Frederiksberg* fruto da urgente necessidade de eliminar a enorme quantidade de resíduos produzidos por uma população próxima dos 75000 habitantes, que se encontrava em franco crescimento e que de outra forma poderia estar a colocar em causa não só o meio ambiente envolvente como também a saúde pública. Este projeto rapidamente provou ser uma enorme valia para todos, não só pela eliminação de um grave problema social, como também pelo aproveitamento realizado do calor proveniente do processo de incineração dos resíduos que foi conduzido através de túneis construídos para o efeito para um hospital, um lar de idosos e um albergue marcando assim o início do aquecimento urbano.

Ciente da vantagem proporcionada por este sistema a tecnologia difundiu-se no país, maioritariamente usando combustíveis fósseis, tendo sido encontrado na década de 60 o método que na época seria o mais eficaz para o transporte de calor. Este consistia em transporta-lo em redes de distribuição formadas por tubos de ferro com isolamento térmico de poliuretano e com um revestimento plástico de forma a garantir a resistência à corrosão. [64]

Já na década 70, mais precisamente em 1973, a grave crise de petróleo que afetava o mundo levou a Dinamarca a repensar o seu sistema elétrico uma vez que esta, importando quase 100% dos combustíveis fósseis que consumia, se encontrava extremamente vulnerável a esta situação. De forma a ultrapassar esta situação, foi diversificado o leque dos combustíveis utilizados, tendo sido dado especial ênfase aos afetos à biomassa. Além desta medida, de forma a incrementar a eficiência energética no país foi também realizada uma aposta expressiva na produção descentralizada sobretudo através de sistemas de cogeração aplicados a sistemas de aquecimento centralizado.

Estas medidas depois de devidamente aplicadas surtiram um efeito tal que, através de uma



simples análise de dados provenientes da economia Dinamarquesa, rapidamente se percebe o seu real impacto. Assim, desde 1980 a economia dinamarquesa já cresceu mais de 78%, tendo no período compreendido entre 1990 e 2007 alcançado o feito extraordinário de conseguir apresentar um crescimento na ordem dos 45% e, simultaneamente, ter reduzido em cerca de 13% as emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera. [64, 65]

Parte desta estratégia compreendeu também, e tal como foi anteriormente referido, na construção de extensas, mas acima de tudo eficientes, redes de *District Heating and Cooling (DHC)* que apresentam uma forte penetração não só neste país (que apresenta necessidades térmicas em mais de dois milhões e meio de lares), como também noutros situados no norte da Europa e de que são exemplo a Finlândia, a Suécia, a Letónia, entre outros. O principal objetivo destas redes passa então pela distribuição de calor a baixas e médias temperaturas para que este seja aplicado no aquecimento de espaços, em sistemas AQS, ou mesmo em sistemas de ar condicionado. Nos países nórdicos, tradicionalmente, os sistemas *DHC* encontram-se associados a instalações de cogeração, sendo o calor recuperado injetado nestas redes de forma a que seja maximizado o seu aproveitamento. Um exemplo de uma destas redes localiza-se na cidade de Copenhaga, precisamente na Dinamarca e pode ser visto na figura 2.36. [19, 64, 66]

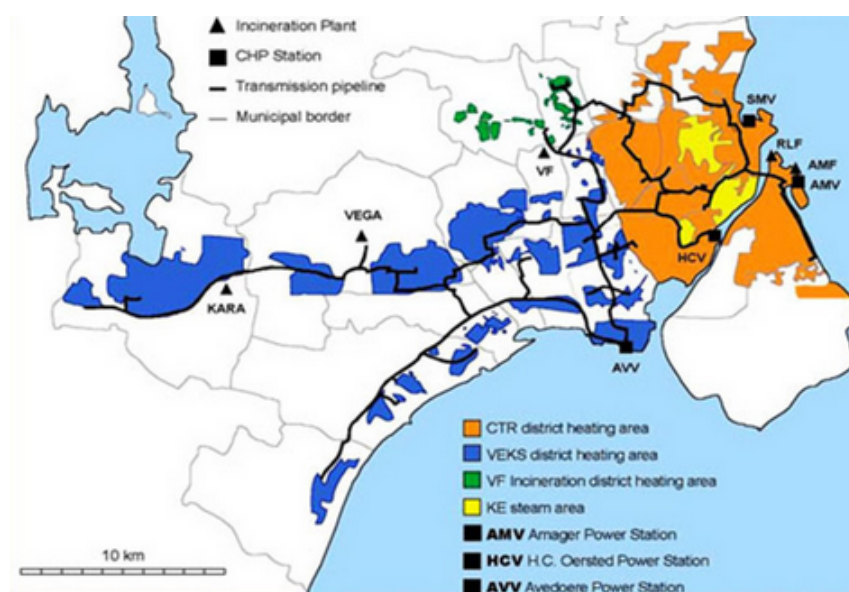


Figura 2.36: Esquema exemplo de uma rede *DHC* localizada na cidade de Copenhaga, na Dinamarca. [67]

De forma breve, este tipo de redes recupera o calor proveniente de unidades de cogeração, aquecendo um determinado fluído que, posteriormente, é transportado através das canalizações construídas para o efeito até às instalações dos consumidores, podendo estes ser de diversos tipos e com diferentes necessidades. Este tipo de sistemas, normalmente, apresenta ainda a polivalência de permitir que os clientes sejam detentores de pequenos *chillers* de absorção que, sempre que tal se revele necessário, transformem o calor distribuído em frio.

O estabelecimento de redes de *DHC* é neste momento competitivo nestes países quando comparado com soluções tradicionais de aquecimento a elétrico e/ou a gás e apresenta ainda a grande vantagem de contribuir quer para o incremento do conforto em países com climas rigorosos, quer para o aproveitamento de matérias que de outra forma seriam desperdiçadas ou que apresentariam custos significativos de tratamento. Além disto, este tipo de solução pode ainda ser um importante aliado na promoção de recursos renováveis como a biomassa ou mesmo a geotermia. Apesar de todos estes benefícios, tanto a Dinamarca como os restantes países onde estes sistemas são instalados deverão, aquando da sua projeção, minimizar as distâncias destas redes uma vez que além de contribuir para minimizar os custos de instalação esta medida colabora também na redução das perdas sob a forma de calor que se apresentam mais complexas de controlar e que são de maior dimensão quando comparadas às das redes elétricas.

Futuramente é expetável que, não só com o aumento aos mais diversos níveis da eficiência energética nos edifícios, como também com a proliferação de sistemas solares térmicos, sejam reduzidas as necessidades térmicas. Este facto deve ser devidamente tomado em consideração uma vez que o mesmo poderá reduzir a dependência dos consumidores destas redes colocando assim em causa a sua viabilidade. [19, 64, 67, 68]

Retomando o caso da Dinamarca é ainda de referir que este país, em virtude da sua larga experiência com unidades cogradoras aplica já, pelo menos em parte das mesmas, sistemas muito interessantes de que são exemplo o armazenamento de calor em tanques, a prestação de serviços de sistema (tais como a reserva primária de frequência) e a existência de alguma flexibilidade ao nível da produção das unidades cogradoras respondendo assim a fatores externos tais como consumo e o preço de mercado [67, 69]. Quanto ao armazenamento de calor, como visto numa fase preliminar deste documento, esta é uma solução extraordinariamente interessante do ponto de vista em que aumenta de forma considerável a flexibilidade de operação em sistemas de cogeração. Neste país, o mesmo é utilizado praticamente na totalidade das instalações, guardando assim eventuais excedentes térmicos por um período que normalmente se encontra compreendido entre 1 e 3 dias. [39]

Em jeito de conclusão, apesar das diferentes necessidades térmicas existentes entre os países nórdicos e os países do sul da Europa, de que Portugal é exemplo, pode ser bastante interessante avaliar os moldes em que a tecnologia *DHC* é aplicada e replicá-la em situações específicas onde tal possa ser faça sentido, algo que já aconteceu por exemplo na central de cogeração do parque das nações da clima espaço. Existe também trabalho a ser realizado ao nível do estudo da possibilidade de prestação de serviços de sistema por parte das unidades cogradoras uma vez que esse serviço, juntamente com alguma resposta dinâmica, já se provou que pode ser realizado em países como a Dinamarca e poderá trazer um grande valor acrescentado para o setor podendo mesmo ser potenciador de novos investimentos. [2]

## 2.10 Conclusões

Da análise do estado da arte da cogeração, a principal conclusão a reter prende-se na superior eficiência que um sistema deste tipo é capaz de proporcionar relativamente às tradicionais soluções centralizadas de produção elétrica. Assim, e sempre que exista uma procura economicamente justificável de energia térmica, a cogeração deve ser ponderada pois da mesma, além da maior eficiência, pode advir vantagens económicas, ambientais e sociais.

Usualmente, é realizada uma divisão das tecnologias existentes em convencionais e emergentes. As primeiras, que incluem as turbinas (a gás e a vapor), os ciclos combinados e os motores (de combustão interna e a vapor) podem ser essencialmente caracterizadas por serem soluções devidamente comprovadas e que apresentam uma gama de potências suficientemente ampla para serem utilizadas na generalidade das aplicações industriais. Já as tecnologias emergentes, que englobam essencialmente as microturbinas e as pilhas de combustível, não foram alvo de detalhe pois, apesar de já serem comercializadas, ainda se encontram numa fase relativamente embrionária de desenvolvimento, não sendo por essa razão aplicadas em projetos de cogeração de dimensões consideráveis.

Ao nível nacional, as primeiras aplicações de sistemas de cogeração datam da década de 30 do século passado mas foi sobretudo na década de 80 que a cogeração se começou a democratizar, essencialmente através da aplicação de sistemas com turbinas a vapor de contrapressão. Já na década de 90, a publicação de um enquadramento legal próprio proporcionou a continuidade da proliferação da cogeração, tendo-se nesta altura verificado uma aposta centrada em motores *Diesel* que utilizavam como combustível o fuelóleo. Do ano de 1997 em diante, em virtude da chegada do GN a Portugal, o setor da cogeração ganhou um novo impulso tendo não só surgido novas centrais, como também se verificado a conversão de muitas outras centrais já existentes.

De acordo com os últimos dados existentes, Portugal era detentor de uma potência instalada em cogeração que atingia cerca de 1300 MW, encontrando-se a maioria desta potência concentrada na indústria, com especial enfoque na química, têxtil e de papel. Cerca de 25% deste valor de potência é respeitante a instalações de cogeração renováveis, que utilizam como combustível a biomassa, sendo este um valor superior aquele que em média se verifica na UE.

Atualmente, e tendo em conta as últimas informações existentes, o setor da cogeração em Portugal apresenta-se numa fase negra que pode ser caracterizada não só pelo encerramento de muitas das centrais existentes assim que tiverem de proceder à passagem para o enquadramento legal definido pelo DL n.º 23/2010 como também pela inexistência de novos investimentos.

Finalmente, deve ser deixado claro que existe potencial para uma maior massificação da atividade da cogeração em Portugal, sobretudo se for seguido o exemplo de países como a Dinamarca, os quais demonstram, de forma clara, que o investimento neste setor se pode revelar altamente benéfico para a competitividade do país. Soluções como a trigeração ou o armazenamento de calor continuarão a ser desenvolvidas e deverão ser devidamente consideradas uma vez que as mesmas, além de permitirem aumentar a gama de aplicações dos sistemas de cogeração, podem ainda contribuir para uma gestão mais eficiente dos recursos envolvidos na exploração destas centrais.

## Capítulo 3

# Enquadramento legal da atividade de cogeração em Portugal

O presente capítulo tem como objetivo fulcral proceder à apresentação de uma revisão dos pontos essenciais da legislação nacional que tutela a atividade da cogeração. Sempre que necessário, e para que se faça um adequado enquadramento, será feita referência à legislação europeia que esteve na base da construção da lei nacional.

Neste capítulo deve ser realçado que, durante a execução do presente trabalho, a legislação que estabelecia as bases da atividade da cogeração em Portugal (DL n.º 23/2010) foi substancialmente modificada a 30 de Abril com a publicação do DL n.º 68-A/2015 sendo por essa razão apresentados os dois enquadramentos legais que darão origem a diferentes estudos de viabilidade. Acerca da nova legislação deve apenas ser referido que, para que a sua aplicação possa ser verificada em pleno, a mesma terá de ser complementada com a publicação de duas portarias que se encontram previstas e que por não terem sido publicadas em tempo útil não serão analisadas na presente dissertação.

### 3.1 Enquadramento Legal

De modo a permitir uma interpretação mais simples do presente capítulo apresenta-se, na figura seguinte, um esquema resumo que visa sintetizar o encadeamento das várias peças legislativas que de seguida se explicitarão.

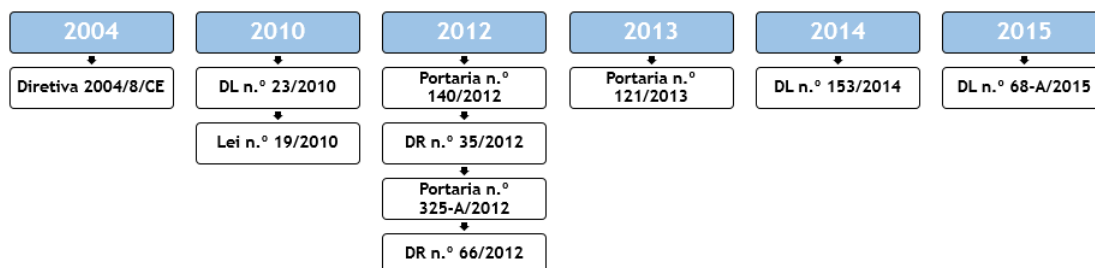


Figura 3.1: Resumo das várias peças legislativas analisadas no presente capítulo.

Assim:

- No ano de 2004 foi publicada a Diretiva 2004/8/CE que apenas foi transposta para a legislação nacional no ano de 2010 através da publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010. [8, 10]
- No ano de 2010, além do DL anteriormente referido, foi ainda publicada a Lei n.º 19/2010 que teve como intuito proceder a algumas correções ao DL n.º 23/2010. [10, 70]
- Apesar da publicação do DL n.º 23 em 2010, apenas em 2012 o mesmo foi devidamente complementado com a publicação de várias peças legais importantes. A primeira das mesmas foi a Portaria n.º 140/2012 que estabeleceu o regime remuneratório aplicável a instalações de cogeração enquadradas no DL n.º 23/2010. Decorridos cerca de dois meses, e tendo por objetivo colmatar as inexatidões com que havia sido publicada a Portaria n.º 140, foi publicada a Declaração de Retificação (DR) n.º 35/2012. No entanto, uma vez que mesmo após a publicação da DR anteriormente mencionada a Portaria n.º 140/2012 continuava com algumas incorreções, foi publicada a Portaria n.º 325-A/2012 que continha algumas correções e que, adicionalmente, definia limites ao prémio de eficiência aplicável. Tal como havia sucedido no caso da Portaria n.º 140/2012, também a Portaria n.º 325-A/2012 foi publicada em Diário da República com algumas inexatidões que originaram a necessidade de publicar a Declaração de Retificação n.º 66/2012. Ainda no ano em consideração, foi publicado a nível europeu a diretiva que visava legislar questões relacionadas quer com a eficiência energética, quer com a cogeração (Diretiva 2012/27/UE), tendo a mesma revogado a Diretiva 2004/8/CE (embora continuando a empregar alguns conceitos que esta definiu). [8, 10, 57, 71, 72, 73, 74]
- Em 2013, em virtude de uma imposição de criação de um balcão único presente na Diretiva n.º 2006/123/CE, foi publicada a Portaria n.º 121/2013 que estendia a aplicação do mesmo à cogeração. [75, 76]
- Já no ano de 2014 foi publicado o DL n.º 153/2014 que visava regulamentar o autoconsumo, mas que excluiu do seu âmbito de aplicação a cogeração. [77]
- Por fim, no dia 30 de Abril de 2015, foi finalmente transcrita para a legislação nacional a diretiva europeia da eficiência energética (Diretiva 2012/27/UE) através da publicação do DL n.º 68-A/2015. Esta legislação alterou consideravelmente a legislação aplicável à cogeração, sendo mesmo possível encontrar no corpo do seu texto uma completa republicação do DL n.º 23/2010 com as alterações que lhe foram introduzidas. Atualmente, e tal como sucedeu com a anterior legislação da cogeração, a aplicação em pleno do DL n.º 68-A/2015 ainda não é possível dado que permanecem em falta as duas portarias que, embora encontrando-se previstas, ainda não foram publicadas. [3, 10, 57]

## 3.2 A Diretiva 2004/8/CE

Estando a União Europeia perfeitamente ciente da necessidade dos estados membros incrementarem a sua eficiência energética surgiu, no ano de 2004, a Diretiva 2004/8/CE com o intuito de auxiliar a promoção da cogeração e das suas valias comparativamente a soluções tradicionais de produção separada de energia térmica e elétrica.

Antes mesmo de dar início aos vários artigos que compõe esta diretiva o documento disponível realiza um breve enquadramento afirmando, de forma clara, que o potencial da cogeração enquanto medida de eficiência energética se encontrava claramente subaproveitado na comunidade. Posto isto, o mesmo identificou desde logo alguns problemas que levavam à necessidade de reflexão acerca da cogeração enquanto alternativa válida, uma vez que esta apresenta diversas vantagens às quais, pelo menos até à data de publicação deste documento, nem sempre se estava a dar a devida relevância.

Como visto anteriormente ao longo do presente documento, e tal como identificado no preâmbulo da diretiva, os maiores benefícios provenientes da utilização da cogeração centram-se na redução das perdas nas redes, na limitação da quantidade de gases com efeito de estufa enviados para a atmosfera e na Poupança de Energia Primária (PEP). No entanto, existem outros benefícios adicionais aos quais nem sempre era feita a devida referência e a que o documento chama à atenção. Estes prendem-se essencialmente com dois fatores distintos que de seguida se elucidam. O primeiro deles diz respeito ao facto de que a crescente penetração de cogeração poder revelar-se como sendo um importante aliado no reforço da concorrência ao nível da produção, transporte e distribuição de Energia Elétrica (EE), podendo inclusivamente levar à criação de novos operadores económicos. O segundo relaciona o facto de que sendo a PEP uma medida de eficiência energética, a mesma poderá ser parte fulcral do conjunto de medidas necessárias para que se respeite o protocolo de Quioto uma vez que, já no ano de 2001, o conselho europeu identificou a importância do desenvolvimento sustentável e da necessidade de uma utilização mais forte de energias alternativas menos poluentes.

Encontrando-se então perfeitamente ciente do potencial contributo da cogeração na limitação de alguns dos problemas patentes no setor elétrico, a referida diretiva visava não só a promoção da cogeração, com especial foco na cogeração de elevada eficiência (aquela que segundo a mesma permite obter uma PEP superior a 10%), mas também criar um método de cálculo harmonizado da eletricidade produzida em cogeração, fornecendo ainda as orientações que se revelem necessárias à implementação do mesmo. Importa aqui realçar que o método desenvolvido foi elaborado de modo a que fosse adaptável à evolução tecnológica passível de ser verificada em sistemas de cogeração.

Ainda no preâmbulo da Diretiva 2004/8/CE são deixadas, pelo conselho da UE, uma série de recomendações para que os estados membros garantissem o alcance dos objetivos da mesma. A primeira delas referia a necessidade de que todos os estados membros elaborassem um relatório onde fosse analisado o potencial nacional da cogeração de elevada eficiência, sendo também solicitado que fossem analisados possíveis entraves à cogeração e ainda que se definissem quais as

medidas necessárias à existência de fiabilidade no sistema de garantias de origem (que garantiria a real proveniência da eletricidade produzida em cogeração). Outro dos conselhos deixados centrava-se nos apoios fornecidos pelos estados à atividade da cogeração, devendo esses mesmos apoios ser coerentes e apoiarem essencialmente cogerações onde exista procura economicamente justificável de calor e/ou de frio, conceito esse que foi definido na diretiva como sendo “a procura que não excede as necessidades de calor ou frio e que, se não fosse utilizada cogeração, seria satisfeita nas condições do mercado mediante outros processos de produção de energia”. Ainda acerca deste tema dos apoios o documento enumerou as possibilidades existentes que poderiam ir desde os auxílios ao investimento, até às isenções ou reduções fiscais, aos certificados verdes e ainda ao apoio direto nos preços. Por fim, o último aspeto referido no âmbito desta temática centrava-se no facto da diretiva deixar como sugestão a existência de condições económicas e administrativas estáveis que garantissem a confiança necessária por parte dos investidores. [8]

### 3.2.1 As tecnologias de cogeração abrangidas pela Diretiva 2004/8/CE

Aquando da sua publicação ficou definido no artigo 2.º que a aplicação da referida diretiva se cingia às seguintes tecnologias [8]:

- Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor.
- Turbinas a vapor de contrapressão.
- Turbinas de condensação com extração de vapor.
- Turbinas de gás com recuperação de calor.
- Motores de combustão interna.
- Microturbinas.
- Motores de *Stirling*.
- Células de combustível.
- Motores a vapor.
- Ciclos orgânicos de *Rankine*.
- Qualquer outro tipo de tecnologia ou combinação de tecnologias que correspondam às definições da alínea a) do artigo 3º.

### 3.2.2 O conceito da poupança de energia primária

No artigo 4.º foram especificados os critérios necessários à eficiência da cogeração e, como anteriormente referido, para que uma determinada instalação de cogeração possa ser considerada de elevada eficiência, a mesma deveria conseguir atingir uma PEP de, no mínimo, 10% aquando da

comparação com os valores de referência da produção separada de calor e de eletricidade. Sendo assim, a PEP deverá ser calculada através da seguinte expressão [2, 8]:

$$PEP = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right) \quad (3.1)$$

Onde [2, 8]:

- $CHP H_{\eta}$  é a eficiência térmica da cogeração e, por definição, corresponde à produção anual de calor útil dividida pela quantidade de combustível utilizada na produção total de calor e de eletricidade num processo de cogeração.
- $Ref H_{\eta}$  é o valor de referência da eficiência para a produção separada de calor.
- $CHP E_{\eta}$  é a eficiência elétrica da cogeração e, por definição, corresponde à produção anual de eletricidade gerada em cogeração dividida pela quantidade de combustível utilizada na produção total de calor útil e eletricidade num processo de cogeração. Quando a unidade de cogeração gerar energia mecânica, a quantidade anual de energia elétrica proveniente de cogeração poderá ser acrescida de um elemento suplementar que represente a quantidade de energia elétrica equivalente à energia mecânica produzida.
- $Ref E_{\eta}$  é o valor de referência da eficiência para a produção separada de eletricidade.

Importa aqui ressaltar que, conforme definido no n.º 2 do artigo 4.º, os valores de referência aplicáveis à expressão anterior deveriam ser revistos pela primeira vez no dia 21 de Fevereiro de 2011 e, a partir dessa data, quadrienalmente. Além disto, deve também ser notado que este conceito da PEP já havia sido abordado e definido na equação 2.6 presente no subcapítulo 2.4, sendo no entanto a equação 3.1 a que se encontra presente na diretiva, mas que é em tudo equivalente àquela que foi anteriormente apresentada. Acerca desta equação resta apenas referir que apesar de a legislação da cogeração em Portugal se ter modificado por diversas vezes, a mesma continua a ser aplicável.

### 3.2.3 O processo de cálculo da eletricidade produzida em cogeração

No anexo II do documento encontrava-se explicitado o método de cálculo da eletricidade produzida em cogeração. Segundo a alínea a) do referido anexo, a eletricidade produzida em cogeração seria considerada igual à produção de eletricidade anual total da unidade (medida à saída dos geradores principais) sempre que as unidades de cogeração fossem turbinas a gás em ciclo combinado com recuperação de calor ou turbinas de condensação com extração de vapor e que detivessem uma eficiência anual global igual ou superior a 75%. Para as restantes tecnologias referidas no subcapítulo 3.2.1, e às quais se aplicava a diretiva em análise, a eletricidade produzida era considerada totalmente de cogeração se a sua eficiência global anual for de pelo menos 75%.



Nos casos onde não fossem atingidos os limites de eficiência anual referidos para cada tecnologia, a eletricidade produzida em cogeração podia ser simplesmente calculada através da seguinte expressão [8]:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \times C \quad (3.2)$$

Onde:

- $E_{CHP}$  é a quantidade de eletricidade produzida em cogeração.
- $H_{CHP}$  é a quantidade de calor útil produzido em cogeração.
- $C$  é o rácio eletricidade/calor.

De referir, que sempre que não fosse conhecido o valor do rácio eletricidade/calor ( $C$ ), o mesmo deveria apresentar os valores que se encontram presentes na seguinte tabela, desde que a eletricidade produzida em cogeração calculada desta forma fosse igual ou inferior à produção total de eletricidade da unidade.

Tabela 3.1: Valor a aplicar para cada tecnologia no caso de ser desconhecido o valor do rácio eletricidade/calor. Adaptado de [8].

Tipo de Unidade	Rácio implícito eletricidade calor (C)
Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor	0,95
Turbinas a vapor de contrapressão	0,45
Turbinas de condensação com extração de vapor	0,45
Turbinas de gás com recuperação de calor	0,55
Motores de combustão interna	0,75

Acerca deste cálculo, e tal como acontece para o caso da *PEP*, quer a sua expressão de cálculo, quer os valores constituintes da tabela acima apresentada continuam a ser perfeitamente válidos e aplicáveis mesmo tendo em consideração as sucessivas alterações que a legislação da cogeração sofreu em Portugal. [3, 8, 10]

### 3.2.4 A garantia de origem da eletricidade produzida em cogeração

Um aspeto que a comissão considerou relevante encontrava-se patente no artigo 5º e respeitava à garantia de origem da eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência. Assim, no n.º 1 do referido artigo foi definido que cada estado membro deveria nomear pelo menos um organismo independente das áreas de produção e de distribuição para a emissão das garantias de origem. No caso português a Entidade escolhida como Emissora das Garantias de Origem (EEGO) foi o operador da rede de transporte, ou seja a REN, e é algo que será detalhado aquando do estudo do Decreto-Lei n.º 23/2010 que procedeu à transposição para a legislação nacional a Diretiva 2004/8/CE. [8, 78]

### 3.2.5 Entrada em vigor da diretiva

Segundo o seu artigo 18.º, a Diretiva 2004/8/CE entrou em vigor aquando da sua publicação no jornal oficial da UE algo que aconteceu em Fevereiro de 2004. No artigo 15º era decretado que a mesma deveria ser transposta para a legislação nacional dos estados membros até ao dia 21 de Fevereiro de 2006 algo que nem todos os países, nomeadamente Portugal, respeitaram tal como se pode ver na figura 3.2. [8]

Além disto, no n.º 2 do artigo 6.º, ficou claro que os estados membros deveriam realizar um estudo que demonstrasse o potencial da cogeração de elevada eficiência até 21 de Fevereiro de 2007 e de forma quadrienal a partir desse ano. Mais uma vez, Portugal não cumpriu tal desígnio tendo o primeiro estudo neste âmbito sido publicado cerca de três anos mais tarde, em Fevereiro de 2010, com a denominação de “Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal” e realizado numa parceria entre a DGEG e a Universidade de Coimbra. [8, 9]

Reporting obligations of Cogeneration Directive 2004/8/EC (situation up to 12/03/2009)				
MS	Progress Report	Analysis of National Potential	Barriers for CHP / administrative - procedural situation	Guarantees of Origin Scheme
	[Art 10(2) - Art 6(3)]	[Art 10(1) - Art 6(1)]	[Art 10(1) - Art 9(1&2)]	[Art 10(1) - Art 5(3)]
	due on 21/02/2007 and then each 4 years	due on 21/02/2006	due on 21/02/2006	due on 21/02/2006; due on 21/06/2007 (6 months after adoption of harmonised reference values - Commission Decision 2007/74/EC of 21/12/2006)
BE	received	received	received	received
BG	received	not received	received	received
CZ	received	not received	not received	not received
DK	received	received	received	received
DE	received	received	received	received
EE	received	received	received	not received
IE	not received	not received	not received	not received
EL	received	received	received	not received
ES	received	received	received	not received
FR	received	not received	received	received
IT	not received	not received	not received	received
CY	received	not received	not received	not received
LV	received	not received	not received	not received
LT	received	received	not received	not received
LU	not received	not received	not received	not received
HU	received	not received	not received	received
MT	not received	not received	not received	not received
NL	received	received	received	not received
AT	received	received	not received	received
PI	received	received	received	received
PT	not received	not received	not received	not received
RO	received	received	received	received
SI	received	received	received	received
SK	received	received	received	received
FI	not received	not received	not received	not received
SE	not received	not received	not received	not received
UK	received	received	received	received

Figura 3.2: Situação da transposição da Diretiva 2004/8/CE nos vários estados-membros a 12 de Março de 2009. Adaptado de [79].

Por fim resta referir que a efetivação da transposição da presente diretiva para a legislação nacional apenas se verificou em 2010, aquando da publicação do DL n.º 23 de 2010. Ainda assim, apesar do largo desfasamento temporal relativamente aos prazos impostos pela Comissão Europeia, o referido DL necessitou de várias retificações de forma a que pudesse ser realmente aplicável com o rigor que lhe seria exigível. De seguida apresentar-se-á então a análise ao mesmo bem como a restante legislação que ao longo do tempo o complementou. [11]

### **3.3 O Decreto-Lei n.º 23/2010**

Aquando da publicação da Diretiva 2004/8/CE anteriormente explicitada, foi fixado no seu artigo 15.º que a transposição do mesmo para a legislação nacional dos diversos estados membros deveria ocorrer até ao prazo limite fixado para o dia 21 de Fevereiro de 2006. Como foi referido numa fase anterior deste documento, aquando da explicitação da referida diretiva europeia, nem todos os estados membros cumpriram o que havia sido regulamentado sendo um dos países incumpridores Portugal. Desta forma, no caso nacional o enquadramento da atividade de produção em cogeração e o respetivo regime jurídico e remuneratório apenas foram definidos com a publicação do DL n.º 23/2010 algo que sucedeu a 25 de Março de 2010.

No preâmbulo do documento, e antes mesmo de serem explicitados os diversos artigos que constituem este DL, foram tecidas algumas considerações relevantes sendo de destacar que a promoção da cogeração de elevada eficiência com base na procura útil de calor foi considerada prioritária, sobretudo tendo em consideração as valias que a mesma é capaz de proporcionar. Desta forma, além de contribuir para a redução do consumo de energia primária com consequentes impactos ao nível das emissões de CO<sub>2</sub>, este tipo de cogeração, devido ao seu caráter de produção descentralizada, contribui ainda para a redução das perdas nas redes elétricas bem como apresenta um inegável potencial para que seja atingido um incremento da segurança no sistema elétrico nacional. Nesta fase introdutória foram ainda referidos alguns conceitos cuja compreensão é fundamental para uma correta interpretação da legislação de que são exemplo o regime geral, o regime especial, as garantias e os certificados de origem e, como tal, os mesmos serão devidamente clarificados numa fase subsequente da presente dissertação. [10]

#### **3.3.1 As diferentes modalidades remuneratórias**

Uma das missões do presente decreto-lei foi, tal como referido anteriormente, proceder à fixação de um regime remuneratório aplicável à atividade da cogeração. Esse regime veio então criar as duas modalidades remuneratórias que de seguida se apresentam. [2, 10, 80, 81]

##### **3.3.1.1 A modalidade geral**

A modalidade geral encontrava-se disponível para todas as cogerações, não se encontrando assim sujeita a qualquer limite ao nível da potência instalada. Esta modalidade era no entanto obrigatória para instalações cuja capacidade instalada fosse superior a 100 MW, uma vez que as mesmas não se encontravam elegíveis para a aplicação do regime especial. A modalidade remuneratória aqui exposta previa que a remuneração da energia térmica e elétrica se realizasse primordialmente no âmbito das condições de mercado, ainda que estivesse previsto o pagamento temporário de um prémio de participação de mercado. Esta bonificação era então determinada em função quer da tarifa de referência, quer das condições de mercado para todas as instalações que se encontrassem contempladas neste regime e possuísem uma capacidade instalada inferior aos referidos 100 MW. [10, 80]

Segundo o n.º 2 do artigo 4.º, presente do capítulo II, na modalidade geral a remuneração da energia fornecida pelos cogerações poderia ser obtida através de [10]:

- Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda era o resultante dos contratos celebrados entre o cogrador e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração.
- Fornecimentos de energia elétrica a cliente ou clientes diretamente ligados à instalação de cogeração, em que o preço de venda era o que fosse livremente estabelecido entre as partes, não incidindo sobre estes fornecimentos tarifas de acesso às redes, com exceção da tarifa de uso global do sistema e da tarifa de comercialização.
- Fornecimentos através da celebração de contratos bilaterais com clientes ou comercializadores, em que o preço de venda era o que fosse livremente estabelecido entre as partes.
- Fornecimentos em mercados organizados, em que o preço era o resultante das vendas realizadas nesses mercados.
- Um prémio de participação no mercado definido como uma percentagem da tarifa de referência, quando se tratasse de instalações com uma potência instalada inferior ou igual a 100 MW.

No n.º 1 do artigo 6.º encontrava-se prevista a possibilidade de um cogrador que fosse detentor de uma unidade de elevada eficiência enquadrada na modalidade geral alterar o seu enquadramento remuneratório para o correspondente à modalidade especial caso assim o pretendesse. No entanto, e para que esta mudança fosse consumada, existia a necessidade de a instalação permanecer por um período de pelo menos 3 anos após o início da sua exploração na modalidade geral.

Chegados a este ponto, e uma vez que para que uma mudança deste género fosse exequível era necessário que a cogeração em questão fosse de elevada eficiência, torna-se essencial compreender que requisitos tinham de ser verificados para que esse patamar de eficiência fosse alcançado. Os referidos requisitos encontram-se explicitados na figura 3.3 e, tal como se pode compreender através da análise da mesma, a classificação de uma central de cogeração como sendo de elevada eficiência encontrava-se dependente da potência instalada, da eficiência e ainda da PEP conseguida na instalação. [10, 78]

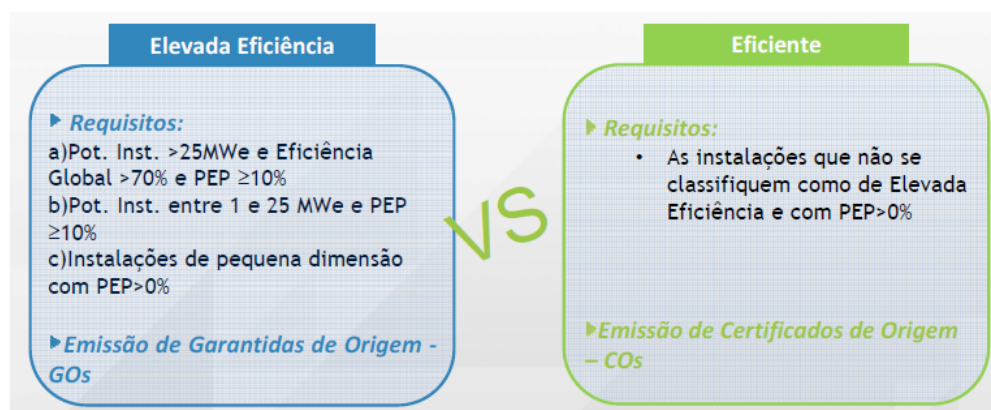


Figura 3.3: Distinção entre centrais de cogeração de elevada eficiência e eficientes ao abrigo do DL n.º 23/2010. [78]

Acerca deste assunto é ainda relevante referir que, uma vez que o presente DL teve por base a Diretiva 2004/8/CE e, apesar da legislação nacional estabelecer critérios ligeiramente distintos para a classificação das unidades cogradoras como sendo de elevada eficiência, a expressão de cálculo da PEP a aplicar era, e continua a ser, exatamente a mesma que foi apresentada aquando da explicitação da referida diretiva europeia (equação 3.1). É ainda de ressaltar que, segundo o n.º 6 do artigo 3º, os valores de referência harmonizados a aplicar na expressão de cálculo da PEP teriam de ser fixados através de despacho do diretor-geral de energia e geologia. [10]

### 3.3.1.2 A modalidade especial

A modalidade especial apresentava-se desde logo como tendo um âmbito de aplicação mais restrito do que a modalidade geral limitando à partida a potência elétrica ao valor máximo de 100 MW. Esta modalidade previa a remuneração da energia térmica em condições de mercado e, quanto à energia elétrica, que esta fosse entregue à rede de forma a que pudesse ser transacionada pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). É de notar que, conforme referido na lei, o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) deveria dar prioridade ao despacho dessa energia sempre que, como acontece nesta modalidade, as unidades de cogeração não participassem em mercados organizados.

A remuneração da eletricidade deveria ser feita através de uma tarifa de referência que, aquando da publicação do decreto de lei, foi relegada para uma portaria a publicar em data posterior, portaria essa que será analisada numa fase subsequente do presente documento. Adicionalmente à tarifa de referência estabelecida, estava ainda prevista a existência de um prémio de eficiência, calculado em função da PEP, bem como a existência de um prémio de origem renovável, calculado em função da proporção de combustíveis renováveis consumidos. Estes prémios, de acordo com os n.º 5 e 6 do artigo 4º, incidiam sobre a totalidade da energia elétrica produzida pelos sistemas de cogeração, sendo apenas excluído o consumo elétrico verificado nos serviços auxiliares. Ambos os prémios, bem como o prémio de participação em mercado aplicável à modalidade geral, podiam ser díspares dependendo da PEP, da potência, da tecnologia e do tipo de procura do calor

útil. Acerca do prémio de energia renovável, importa referir que o mesmo apenas podia ser pago a centrais de cogeração onde, pelo menos 50% da energia primária consumida, tivesse origem renovável. [10, 80]

Tal como visto no caso da modalidade geral, também para o caso da modalidade especial estavam presentes, no n.º 3 do artigo 4.º, os meios de remuneração da energia produzida pelo cogrador. Assim um cogrador poderia obter proveitos através de [10]:

- Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda era o que resultaria dos contratos livremente celebrados entre o cogrador e o cliente ou clientes finais de energia térmica produzida na instalação de cogeração.
- Fornecimentos de energia elétrica ao CUR, sendo que o preço de venda era igual a uma tarifa de referência.
- Um prémio de eficiência, calculado em função da PEP de cada instalação de cogeração.
- Um prémio de energia renovável, em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos.

Relativamente à troca de regime remuneratório, tal como no caso anterior, a mesma era possível embora com contornos ligeiramente distintos. Assim, segundo o n.º 2 do artigo 6.º, qualquer cogrador cuja instalação se encontrasse enquadrada na modalidade especial podia, a qualquer momento, mudar para a modalidade geral. É ainda ressalvado no mesmo número que, caso existisse arrependimento e fosse pretendido um retorno à modalidade de origem, a mesma só seria possível após se encontrar decorrido um período de 3 anos. [10]

Até ao passado dia 30 de Abril, e tal como referido aquando do estudo da situação nacional, a atribuição de novos pontos de ligação à rede elétrica para produção em regime especial encontrou-se suspensa. Esta cessação da atribuição de novas licenças deveu-se, segundo o DL n.º 25/2012, quer ao facto de o país aquando da publicação do respetivo DL se encontrar sob um programa de assistência financeira, quer à retração verificada na procura de energia elétrica. Assim sendo, pelo menos até à publicação do DL n.º 68-A/2015 que veio revogar o DL n.º 25/2012, a atividade de cogeração em Portugal nesta modalidade encontrou-se praticamente em suspenso uma vez que a mesma não poderia ser aplicada a potenciais novos projetos [55]. Desta forma, e tendo em consideração a maior estabilidade ao nível da remuneração proporcionada por esta modalidade, pode residir aqui uma das justificações para a inexistência de novos investimentos neste setor ao longo dos últimos anos.

### 3.3.2 Duração da tarifa de referência e dos prémios previstos na legislação

Acerca os prémios anteriormente mencionados para as duas modalidades, era importante ter conhecimento que, segundo o n.º 1 do artigo 5.º, o prémio de eficiência, o prémio de participação no mercado e a tarifa de referência apenas eram aplicáveis durante os primeiros 120 meses decorridos desde a entrada em exploração da unidade. Caso fosse pretendida uma prorrogação deste

prazo pelo detentor da cogeração em consideração o mesmo deveria endereçar expressamente um pedido à DGEG que poderia, ou não, aprovar a extensão por mais 120 meses dos referidos prémios e da tarifa de referência. Este alargamento temporal ficaria então dependente do pedido por parte do cogrador bem como da avaliação da DGEG que analisaria se a unidade em questão se mantinha enquadrada dentro dos limites de eficiência anteriormente definidos.

Para centrais de cogeração que eram consideradas como sendo renováveis, ou seja centrais em que pelo menos 50% da energia primária consumida fosse de origem renovável, a tarifa de referência, o prémio de energia renovável, o prémio de eficiência e o prémio de participação em mercado eram válidos desde a entrada em exploração da mesma até que se justificasse a manutenção da classificação como sendo eficiente ou de elevada eficiência. Apesar de assim ser, existia legalmente a obrigação de proceder à revisão do prémio de participação em mercado ao fim de 120 meses de se ter dado início à exploração da unidade em causa. [10]

### **3.3.3 Transição do anterior regime remuneratório para o definido no DL n.º 23/2010**

Depois de esclarecidos os aspetos principais acerca das diferenças entre as duas modalidades previstas no Decreto-Lei n.º 23/2010, importa compreender de que forma se encontrava prevista a transição do anterior regime remuneratório aplicável à atividade de cogeração (definido pelo DL n.º 313/2001 e respetivas portarias) para o definido pelo DL n.º 23/2010 e posterior legislação complementar. Assim sendo, no artigo n.º 33 do DL n.º 23/2010 encontravam-se previstas as várias possibilidades passíveis de serem verificadas e de que forma deveria ser feita a transição em cada uma delas. As várias hipóteses identificadas passavam pelas centrais de cogeração que já se encontravam em exploração antes da publicação do DL n.º 23/2010, pelas centrais que já detinham uma licença de estabelecimento aquando da publicação do referido DL mas se encontravam a aguardar a emissão da licença de exploração e pelas centrais que sofreram um processo de reconversão para GN imediatamente antes ou após a publicação deste DL.

Nos casos previstos o que se encontrava legalmente contemplado era que as centrais de cogeração poderiam passar livremente para o regime remuneratório definido pelo DL n.º 23/2010 ou, caso assim o pretendessem, poderiam continuar a enquadrar-se no anterior regime remuneratório. Caso optassem pela última opção, a mudança para o regime definido no DL n.º 23/2010 aconteceria na primeira de duas datas a serem verificadas. Assim, ou a transição ocorria assim que fossem atingidos 120 meses após a entrada em vigor do DL n.º 23/2010, ou ocorreria assim que fossem atingidos 180 meses após a entrada em exploração da central em causa. Desta forma, e tal como se pode observar na figura 3.4, no "pior" dos cenários, correspondente a uma situação em que uma central obteve licença de estabelecimento em Março de 2010 e licença de exploração até Março de 2013, o regime remuneratório definido pelo DL n.º 313/2001 terminaria no ano de 2023. [10, 28, 80, 82]



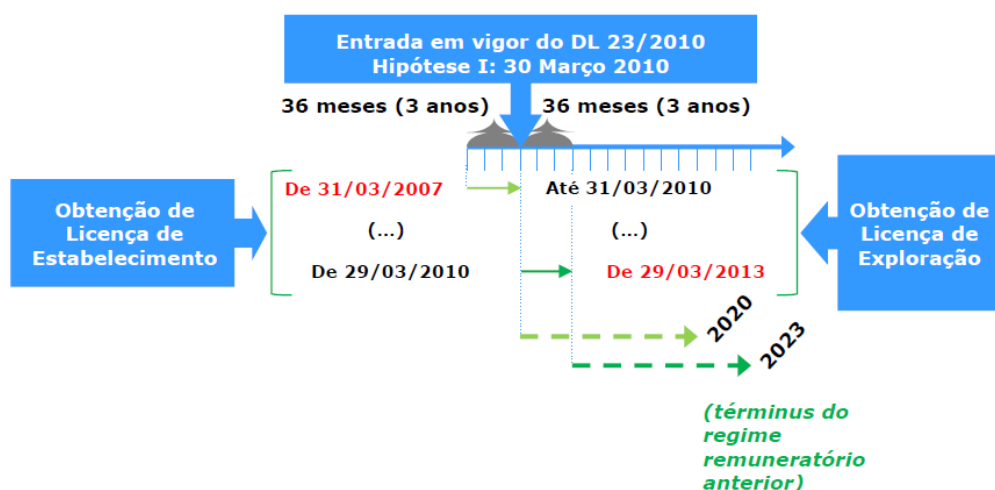


Figura 3.4: Regime transitório aplicável a centrais com licença de estabelecimento anterior à publicação do DL n.º 23/2010. [80]

### 3.3.4 Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO)

A publicação do DL n.º 23/2010 veio criar uma nova figura denominada de EEGO, tal como havia sido definido no artigo 5º da Diretiva 2004/8/CE. De forma a garantir a isenção pretendida relativamente ao setor da produção e da distribuição, o DL estabeleceu o operador da RNT (a REN), como EEGO. [10, 78]

Esta entidade apresentava então, segundo o artigo 23.º, a responsabilidade de emitir e acompanhar as garantias e os certificados de origem, estando no entanto sujeita a auditorias à sua atividade através da DGEG. Clarificando um pouco estes dois conceitos, as garantias de origem eram aplicáveis a cogerações de elevada eficiência e destinavam-se não só a comprovar a quantidade de eletricidade produzida em cogerações de elevada eficiência, como também a certificar que a instalação permitia obter poupanças ao nível da EP consumida (que pode mais uma vez ser calculada utilizando a equação 3.1, apresentada aquando da análise à Diretiva 2004/8/CE, uma vez que a mesma foi integralmente transposta para a lei nacional). Por sua vez, os certificados de origem tinham objetivos similares sendo no entanto aplicáveis a unidades de cogeração eficientes. [10]

Já no artigo 24.º encontrava-se exposto um outro aspeto relevante acerca da EEGO e que se prendia com as auditorias. Segundo o mesmo, a referida entidade devia, todos os anos, realizar auditorias a pelo menos um terço das cogerações existentes, sendo que, no pior caso, cada unidade deveria ser auditada com uma periodicidade trianual. Tendo os certificados ou garantias de origem uma validade anual, nos anos em que uma determinada cogeração não fosse auditada, os documentos supramencionados deveriam ser emitidos com base nos valores obtidos aquando do licenciamento da cogeração, ou com base nos dados da última auditoria, conforme se tratasse de uma cogeração nunca auditada, ou já auditada, respetivamente. [10]

A presente legislação previa ainda a obrigação dos cogeradores fornecerem mensalmente à EEGO os dados considerados relevantes, bem como o dever de facultar anualmente à DGEG as informações necessárias relativamente ao ano anterior. [10]



### 3.3.5 Impossibilidade de aplicação imediata da lei

Com a publicação desta peça legislativa ficou assim transposta a diretiva europeia que havia sido aprovada em 2004 sendo que, no entanto, permaneceu em falta não só a publicação das tarifas de referência aplicáveis a cada tipo de cogeração como também o método de cálculo utilizado na determinação dos prémios previstos. Esta ausência conduziu a que o referido DL não pudesse ter aplicação imediata, ficando a aguardar uma portaria que o complementasse, documento esse que só surgiu no dia 14 de Maio de 2012. [71, 80]

## 3.4 Lei n.º 19/2010

Tendo ficado a aplicação do DL n.º 23/2010 condicionada aquando da sua publicação em Março, o setor da cogeração ficou a aguardar por uma portaria que permitisse a sua aplicabilidade imediata. No entanto, ainda antes de ser publicada a referida portaria surgiu, em 2010, a Lei n.º 19 que veio introduzir pequenas alterações ao DL 23/2010 e que de seguida serão identificadas.

A primeira modificação tinha como objetivo atender à natureza distinta da cogeração relativamente a outros tipos de produção e, como tal, visava especificar os requisitos a considerar na  $T_{ref}$ . Sendo assim, segundo o n.º 6 do artigo 4.º, a mesma não deveria realizar qualquer discriminação ao nível dos combustíveis, deveria ser indexada à evolução dos preços dos mesmos, à evolução cambial, ao Índice de Preços do Consumidor (IPC), e deveria ainda refletir benefícios ambientais, perdas evitadas nas RT e RD, a redução do uso da RT, o perfil horário da produção e a PEP.

A segunda alteração veio introduzir o conceito de depreciação na tarifa de referência. Segundo o DL n.º 23/2010, a tarifa de referência, o prémio de eficiência e o prémio de participação no mercado vigoravam durante 120 meses após a data de entrada em exploração da unidade cogeneradora, havendo a possibilidade do período ser prorrogado pela DGEG por mais 120 meses se tal fosse justificável. De forma a diminuir progressivamente a tarifa a pagar às unidades de cogeração, foi então estabelecido na Lei n.º 19/2010 que, para unidades cogeneradoras com potência elétrica instalada igual ou inferior a 20 MW que beneficiassem da prorrogação do regime remuneratório, a depreciação da tarifa de referência não poderia exceder o valor de 1% ao ano.

Por fim, a última alteração relevante introduzida, era respeitante às unidades cogeneradoras que se encontravam na modalidade especial e pretendiam mudar para a geral. Desta feita, foi executada uma divisão em dois escalões de potência que apresentavam prazos distintos para que a alteração fosse exequível. Assim sendo, cogerações com potência elétrica instalada igual ou inferior a 20 MW enquadradas na modalidade especial, podiam ser transferidas para a modalidade geral de forma imediata, ficando no entanto vedada a passagem à modalidade original por um período de um ano. Já no caso de instalações com potências compreendidas entre os 20 e os 100 MW, a mudança da modalidade especial para a modalidade geral podia ser feita assim que pretendido, ficando no entanto interdito o retorno à modalidade especial por um período mais extenso, fixado em 3 anos. [70]

### **3.5 Portaria n.º 140/2012, Declaração de Retificação n.º 35/2012, Portaria n.º 325-A/2012, Declaração de Retificação n.º 66/2012 e Portaria n.º 121/2013**

De forma a explicitar devidamente o método de cálculo das tarifas aplicáveis à centrais de cogeração enquadradas ao abrigo do DL n.º 23/2010 optou-se por agrupar as portarias e respetivas declarações de retificação acima mencionadas dado que o conjunto das mesmas corresponde ao que era válido para cogerações que entrassem em funcionamento após a publicação do DL n.º 23/2010 e antes da publicação da nova legislação, que numa fase posterior se apresentará. Como se pode constatar, praticamente todos estes documentos foram publicados no decorrer do ano de 2012, tendo sido este, pelo menos do ponto de vista legislativo, um ano marcante para a área da cogeração. Apesar da abordagem adotada, realizar-se-á de seguida um breve enquadramento de cada um dos documentos supracitados de forma a que se perceba qual a necessidade decorrente da sua criação.

Começando então pela Portaria n.º 140, publicada a 14 de Maio de 2012, a mesma visava tornar exequível a aplicação do DL n.º 23/2010. A sua necessidade surgiu do facto do desconhecimento, até à data da sua publicação, dos valores e das respetivas expressões de cálculo das tarifas de referência aplicáveis a cada tipo de central de cogeração. [71]

No entanto, decorridos apenas cerca de 2 meses da sua publicação, e consequente entrada em vigor da referida portaria, foi publicada a Declaração de Retificação n.º 35/2012. A mesma tinha como único intuito corrigir uma lacuna existente na fórmula de cálculo da tarifa de referência e ainda, corrigir um pequeno erro de escrita. [72]

Apesar da publicação dessa retificação à Portaria n.º 140/2012, a mesma permanecia com algumas incorreções que se tentaram corrigir definitivamente com a publicação da Portaria n.º 325-A/2012. Nesta portaria foram então realizadas várias correções mais significativas que de seguida se explicitam. A primeira alteração passou pelo abandono do referencial utilizado para a identificação dos valores do *Arabian Light Breakeven*. Até à data o referencial utilizado era o *Platt's Oilgram Price Report* [83] mas, uma vez que o acesso ao mesmo era restrito e oneroso, passou a ser utilizado o *Crude Oil Brent* [84] dado que o acesso ao mesmo é livre e gratuito. A segunda alteração efetuada teve como intuito a redução dos encargos decorrentes da aplicação da anterior portaria. Assim sendo, e tal como acontecia para o valor do prémio de participação em mercado, também para o caso do prémio de eficiência foram fixados limites máximos dependentes da tecnologia, potência instalada e eficiência da unidade de cogeração em causa. Por fim, a última alteração significativa foi a imposição legal para todas as cogerações existentes da instalação de contadores que permitam auferir com rigor os valores da energia térmica e elétrica produzidas, bem como dos consumos de combustível. Esta medida visava a obtenção de um maior rigor de controlo dos indicadores de eficiência e previa um prazo de 18 meses para que os equipamentos de medida mencionados fossem devidamente instalados e calibrados. O não cumprimento desta obrigação tinha como consequência o corte do pagamento do prémio de eficiência. [73]

Ainda em 2012 surgiu a Declaração de Retificação n.º 66/2012 com o desígnio de colmatar as duas inexatidões com que foi publicada a Portaria n.º 325-A/2012. A primeira era respeitante a uma definição que não se encontrava devidamente clara, enquanto que a segunda passou por uma simples correção ao nível numérico. [74]

Finalmente, já no ano de 2013, surgiu a Portaria n.º 121/2013 que visava simplesmente aproveitar a criação de um balcão único eletrónico, concebido devido à imposição presente na Diretiva n.º 2006/123/CE, estendendo-o à atividade da cogeração. Tendo o referido balcão como função permitir a centralização dos procedimentos intrínsecos à obtenção de permissões administrativas para o acesso ao exercício de atividades de serviços, pôde o mesmo, por questões de simplicidade e para que fosse evitada a multiplicação de meios eletrónicos, ser empregue para a execução de pedidos para a emissão de comunicações e para a transmissão de notificações inerentes ao licenciamento da produção em cogeração. [75, 76]

### 3.6 Procedimento necessário ao cálculo da tarifa de referência ( $T_{ref_m}$ )

Concluída então a análise da legislação nacional aplicável à área da cogeração até à entrada em vigor do DL n.º 68-A/2015 (que aconteceu a 30 de Abril de 2015), apresentar-se-ão, no anexo A, todas as expressões e justificações necessárias à compreensão do método de determinação da tarifa de referência a aplicar a centrais de cogeração. Esta opção resulta simplesmente do facto de que todo o referido procedimento necessário à determinação da tarifa de referência se revelar como sendo apenas um mero exercício prático que permite incrementar o grau de compreensão acerca da composição da tarifa de referência uma vez que esta última é simplesmente calculada e disponibilizada trimestralmente pela DGEG.

De referir que todos os cálculos e valores apresentados são aqueles que foram indicados nas várias peças legislativas que complementaram o DL n.º 23/2010 e que foram analisadas na fase anterior do presente capítulo. Acerca desta tarifa de referência, e uma vez que esta se destina essencialmente à modalidade especial, deve ser referido que é expectável que mesmo depois da publicação da portaria que irá complementar a nova legislação da cogeração, o procedimento necessário ao seu cálculo seja muito semelhante ao apresentado até porque o conceito da modalidade especial continuará a existir e apenas será alvo de ligeiras alterações.

### 3.7 Evolução recente da tarifa de referência ( $T_{ref_m}$ )

Encontrando-se então elencadas as várias fases do cálculo da tarifa de referência, bem como todos os parâmetros necessários à sua determinação, permanece apenas em falta a apresentação do método de cálculo dos prémios de eficiência e renovável aplicáveis, bem como o ajustamento da tarifa através da modulação tarifária, caso esta seja uma opção da entidade exploradora de uma dada unidade de cogeração.

Antes disso serão, através de um conjunto de dados ilustrativos, apresentados os valores tomados pela respetiva  $T_{ref}$  aquando da publicação das peças legislativas anteriormente apresentadas,

bem como será mostrada a evolução da mesma nos últimos 2 anos para cada um dos tipos de cogeração. A referida evolução pode ser consultada na página *web* da DGEG e corresponde aos despachos trimestrais que são publicados pelo seu diretor que é o responsável pela fixação desta tarifa.

Começando então pelos dados da publicação da tarifa de referência, presentes no artigo 2.º da Portaria n.º 140/2012, e posterior Despacho n.º 5/2012 do diretor geral da energia e geologia, a tarifa de referência aplicável a cada um dos diferentes casos previstos na legislação, pode ser vista na figura 3.5. [71, 80, 85]

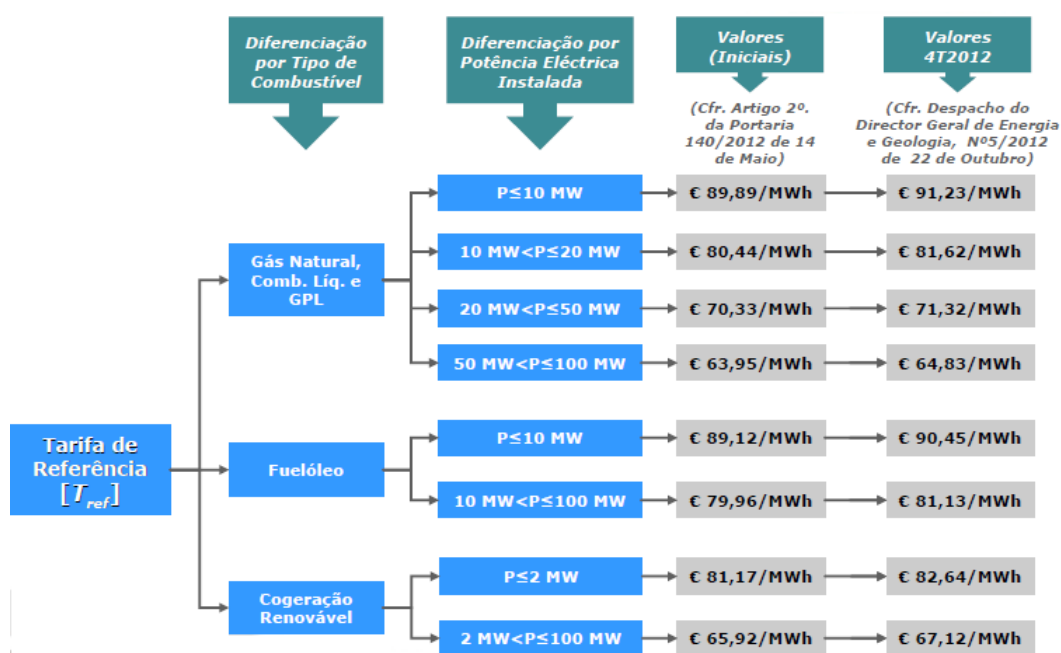


Figura 3.5: Tarifa de referência aplicável a unidades de cogeração no ano de 2012. [80]

Publicada então a portaria que definia as tarifas de referência base a serem aplicadas a centrais cogeradoras, ficou definido que trimestralmente essas mesmas tarifas deveriam ser atualizadas através de despacho do diretor geral da energia e da geologia. Assim, e de forma a analisar a evolução da tarifa de referência ao longo do tempo, apresenta-se de seguida uma tabela onde são aglomerados os valores da referida tarifa para cada tecnologia ao longo dos vários trimestres dos últimos dois anos.

Tabela 3.2: Evolução da tarifa de referência (em €/MWh) aplicável ao longo dos últimos dois anos a cada tipo de central de cogeração. Adaptado de [80, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93].

		2013				2014			
Trimestre		1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
GN, Combustíveis Líquidos, GPL	$P \leq 10\text{MW}$	90,96	91,63	90,85	90,25	90,25	89,64	90,13	90,29
	$10\text{MW} \leq P \leq 20\text{MW}$	81,37	81,99	81,23	80,68	80,68	80,12	80,57	80,75
	$20\text{MW} < P \leq 50\text{MW}$	71,08	71,67	70,90	70,40	70,39	69,87	70,30	70,51
	$50\text{MW} < P \leq 100\text{MW}$	64,58	65,16	64,37	63,90	63,88	63,39	63,81	64,04
Fuelóleo	$P \leq 10\text{MW}$	90,18	90,85	90,07	89,47	89,47	88,87	89,35	89,52
	$10\text{MW} \leq P \leq 100\text{MW}$	80,88	81,51	80,74	80,19	80,19	79,63	80,08	80,26
Renovável	$P \leq 2\text{MW}$	82,62	82,85	83,01	82,66	82,70	82,37	82,54	82,27
	$2\text{MW} < P \leq 100\text{MW}$	67,09	67,29	67,41	67,12	67,16	66,89	67,03	66,81

Através desta tabela é então possível perceber que, para cada um dos tipos de cogeração discriminados na legislação, o valor da  $T_{ref}$  tem sofrido ao longo dos últimos dois anos variações pouco significativas. Importa aqui relembrar que esta tarifa é atualizada trimestralmente em função da variação ocorrida nos indicadores relativos ao preço do *Crude Oil Brent*, na taxa de câmbio do euro face ao dólar e do IPC sem habitação no continente. [80, 84, 94, 95]

### 3.8 Ajustamento da tarifa de referência por modulação tarifária

De forma a valorizar o impacto favorável/desfavorável que a injeção de energia elétrica por parte de uma determinada unidade de cogeração possa ter para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) e, de acordo com isso bonificar ou não essa energia existia, conforme disposto no artigo 4º da Portaria n.º 140/2012, a possibilidade de o promotor da unidade cogeneradora optar pela modulação tarifária, desde que a mesma se encontrasse enquadrada na modalidade especial. Esta hipótese poderia revelar-se benéfica sobretudo para cogeneradores que, por razões de conveniência, injetassem na rede uma maior quantidade de energia nas horas de cheias e ponta. Optando por esse regime os mesmos conseguiam obter uma bonificação de 10% relativamente à tarifa de referência normal, enquanto que a energia injetada em horas de vazio e super vazio apresentaria uma penalização de 13%.

Assim, as expressões 3.3 e 3.4 que de seguida se apresentam permitem calcular a tarifa de referência para os cogeneradores enquadrados na modalidade especial e que optem pela modulação tarifária [71].

$$T_{ref_{mpc}} = 1.10 \times T_{ref_m} \quad (3.3)$$

$$T_{ref_{mvs}} = 0.87 \times T_{ref_m} \quad (3.4)$$

Nestas expressões [71, 80]:

- $T_{ref_{mpc}}$  corresponde à tarifa de referência aplicável nas horas de cheia e ponta, no mês “m”. [€/MWh]
- $T_{ref_{mvs}}$  corresponde à tarifa de referência aplicável nas horas de vazio e super vazio, no mês “m”. [€/MWh]
- $T_{ref_m}$  corresponde a tarifa de referência aplicável no mês “m”. [€/MWh]

Acerca da modulação tarifária deve ser apenas referido que em virtude do exposto no n.º 4 do anexo VI da atual legislação da cogeração (DL n.º 68-A/2015), a mesma deverá continuar a existir, sendo apenas desconhecido até ao momento quais os moldes em que a mesma será aplicada. [3]

### 3.9 Prémios aplicáveis segundo o DL n.º 23/2010

De forma a concluir esta análise resta apenas o estudo dos prémios de eficiência, de energia renovável e de participação no mercado que são referidos nos artigos 5.º, 6.º e 7.º da Portaria n.º 140/2012. [71]

#### 3.9.1 Prémio de eficiência ( $PE_m$ )

Começando então pelo prémio de eficiência, o mesmo é aplicável a unidades cogeradores enquadradas na modalidade especial, sendo dependente da PEP verificada. O seu valor, para o mês “m”, poderia ser determinado através da aplicação da expressão 3.5 que de seguida se apresenta [71].

$$PE_m = PC \times \frac{PEP}{1 - PEP} \times EEPL_m \times k \times \frac{EP}{EE} \quad (3.5)$$

Na expressão 3.5 [71, 80]:

- PC representa o custo de referência para a valorização da poupança de energia primária. Assume o valor de 28.71 €/MWh.
- PEP representa a poupança de energia primária em vigor na instalação de cogeração e que foi certificada na garantia ou no certificado de origem emitido pela EEGO. [%]
- $EEPL_m$  representa a energia elétrica produzida pela cogeração no mês “m”, sendo excluído o consumo dos serviços auxiliares. [MWh]
- K é um fator adimensional que faz variar o prémio de eficiência em função da PEP.
  - K = 0.5, se a cogeração é de elevada eficiência.
  - K = 0.3, se a cogeração é eficiente.
- $\frac{EP}{EE}$  representa a relação entre a energia primária consumida na instalação de cogeração no ano civil anterior ao mês “m” e a energia elétrica produzida na instalação de cogeração no

mesmo período, certificada pela EEGO. Quando a certificação é inexistente, os valores a utilizar são:

- 2.86 para instalações com motor alternativo a GN.
- 3.70 para instalações com turbina a GN e cuja potência elétrica é inferior a 20 MW.
- 3.12 para instalações com turbina a GN e cuja potência elétrica é superior a 20 MW.
- 2.60 para instalações com motor alternativo a fuelóleo.
- 5 para instalações com turbina a vapor.
- 2.5 para instalações de ciclo combinado.
- 5 para instalações de cogeração renováveis.

No entanto, de forma a minimizar os encargos monetários com este prémio, foi introduzido pelo governo, através da Portaria n.º 325-A/2012, um limite máximo ao mesmo, limite esse que dependia da tecnologia empregue, da sua potência e de a cogeração em questão ser considerada ou não de elevada eficiência. Assim sendo, os limites máximos impostos, podem ser observados na tabela 3.3. [73]

Tabela 3.3: Limite máximo do prémio de eficiência aplicável a unidades de cogeração. [96]

Instalações de Cogeração	Elevada Eficiência (€/MWh)	Eficientes (€/MWh)
Instalações com motor alternativo a gás natural	10,26	6,16
Instalações com turbina a gás natural com potência inferior a 20 MWe	13,28	7,97
Instalações com turbina a gás natural com potência igual ou superior a 20 MWe	11,20	6,72
Instalações com motor alternativo a fuelóleo	9,33	5,60
Instalações com turbina a vapor	17,94	10,77
Instalações de ciclo combinado	8,97	5,38
Instalações de cogeração renovável	17,94	10,77

### 3.9.2 Prémio de energia renovável ( $PR_m$ )

Passando agora à análise do prémio de energia renovável, o mesmo, segundo o artigo 6.º da Portaria n.º 140/2012, era aplicável a unidades cogedoras que se encontrassem na modalidade especial e era determinado em função da proporção de combustível de origem renovável utilizado. Para proceder ao seu cálculo, para o mês “m”, utilizava-se a expressão 3.6, abaixo apresentada [71].

$$PR_m = T_{ref_m} \times R \times \frac{CR}{C} \times EEPL_m \quad (3.6)$$

Nesta expressão [71, 80]:

- $R$  é uma constante que toma o valor de 10%.
- $\frac{CR}{C}$  é a fração de combustíveis renováveis consumidos na instalação de cogeração no ano civil anterior ao mês “m”, tal como certificada pela EEGO.

### 3.9.3 Prémio de participação no mercado ( $PPM_m$ )

De forma a concluir esta análise do procedimento de cálculo da tarifa aplicável a unidades de cogeração resta apenas realizar uma explicação mais aprofundada acerca do prémio de participação em mercado. Como precedentemente referido, este prémio era aplicável a unidades cogedoras que se encontrassem enquadradas na modalidade geral e que detivessem uma potência elétrica inferior a 100 MW.

Segundo o artigo 7.º da Portaria n.º 140/2012, o valor deste incentivo seria 50% do valor da tarifa de referência aplicável à unidade em causa. No entanto, tal como verificado para os prémios anteriormente explicados, e de forma a balizar o seu valor, através do artigo 8.º da referida portaria, encontravam-se definidos os limites superior e inferior do prémio de participação no mercado que eram, respetivamente, de 1.3 e 0.8 vezes a tarifa de referência. Já no artigo 9.º foi definido que, para cada hora, o valor do prémio de participação em mercado aplicável era calculado de acordo com as seguintes restrições [71]:

1. Se o valor da soma do preço de mercado diário do Operador do Mercado Ibérico (OMIE) e do prémio de participação de mercado estivesse compreendido entre os valores limite inferior e superior ( $0.8$  a  $1.3 \times T_{ref}$ ), o valor do prémio de participação em mercado a receber seria igual a 50% da tarifa de referência aplicável.
2. Se o valor da soma do preço de mercado diário do OMIE e do prémio de participação de mercado fosse inferior ou igual a 0.8 vezes a tarifa de referência, o valor do prémio de participação em mercado a receber corresponderia à diferença entre  $0.8 \times T_{ref}$  e o preço do mercado diário do OMIE nessa hora.
3. Se o valor do preço de mercado diário do OMIE fosse superior ou igual a 1.3 vezes a tarifa de referência, o valor do prémio de participação em mercado nessa hora seria nulo.
4. Se o valor da soma do preço de mercado diário do OMIE e do prémio de participação no mercado fosse superior a  $1.3 \times T_{ref}$  e, o preço de mercado diário fosse inferior a  $1.3 \times T_{ref}$ , o valor do prémio de participação em mercado corresponderia à diferença entre  $1.3 \times T_{ref}$  e o preço de mercado diário.

De forma a facilitar a compreensão das restrições anteriormente explicitadas, e que permitem o cálculo do valor do prémio de participação no mercado, apresenta-se de seguida a figura 3.6 onde as referidas restrições são apresentadas de forma simplificada pela DGEG. [96]



<p><b>0,8 Tref &lt; Preço de mercado diário OMIE + Prémio de participação no mercado &lt; 1,3 Tref</b>  <b>Então o PM é</b>  <b>= 50% da Tarifa de Referência</b></p>
<p><b>Preço de mercado diário OMIE + Prémio de participação no mercado ≤ 0,8 Tref</b>  <b>Então o PM é</b>  <b>= 0,8 Tref</b>  <b>- preço de mercado diário</b></p>
<p><b>Preço de mercado diário OMIE ≥ 1,3 Tref</b>  <b>Então o PM é = 0</b></p>
<p><b>Preço de mercado diário OMIE + Prémio de participação no mercado &gt; 1,3 Tref e Preço de mercado diário &lt; 1,3 Tref</b>  <b>Então o PM é</b>  <b>= 1,3 Tref - preço de mercado diário</b></p>

Figura 3.6: Restrições para o cálculo do prémio de participação no mercado aplicável a centrais de cogeração que se encontrem na modalidade geral. [96]

Analisando-se estas restrições, importa compreender que o seu intuito se prendeu unicamente com a pretensão de fixar administrativamente um teto máximo e mínimo a aplicar à remuneração passível de ser obtida por uma unidade de cogeração englobada na modalidade geral. Acerca da limitação inferior, a mesma visava somente estabelecer um valor considerado “aceitável” para que a central possa funcionar sem que teoricamente incorresse em prejuízos. Por outro lado, a fixação de um majorante na remuneração passível de ser obtida por uma central de cogeração visava precaver eventuais situações em que subidas súbitas do preço de mercado pudessem elevar em demasia os custos com o setor da cogeração. Esta é de facto uma situação interessante uma vez que atualmente se debate sistematicamente a questão de que os preços verificados no mercado não representem de facto o custo da energia transacionada, devido sobretudo à existência de uma grande diversidade de sobrecustos, nomeadamente os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), os Contratos de Manutenção e Equilíbrio Contratual (CMEC), a convergência tarifária com as regiões autónomas, as *feed-in-tariff* de que a maioria da PRE beneficia, e também os sobrecustos destinados à amortização do *deficit* tarifário [97]. De forma a compreender mais aprofundadamente esta questão basta analisar na figura 2.31 qual o custo de produção de cada tecnologia no ano de 2013, e comparar esses valores com o preço médio de mercado nesse mesmo ano que, segundo o OMIE, se cifrou em 43.65 €/MWh. Através dessa análise é compreensível que, atualmente, nenhuma central independentemente do seu tipo e da sua dimensão consegue obter uma remuneração adequada apenas com os preços de mercado, podendo assim os mesmos ser considerados, pelo menos em parte, como sendo “fictícios”. [11, 98]

### 3.10 A figura do agregador de mercado

No ano de 2012, aquando da publicação do DL n.º 215-A/2012 e do DL n.º 215-B/2012, surgiu no sistema elétrico nacional o conceito de uma figura denominada de agregador de mercado que teria como missão proceder à agregação da produção de diversos produtores em regime especial que, não beneficiando de uma remuneração garantida, tinham necessidade de comercializar a eletricidade que produziam. Desta forma, o agregador simplesmente teria como missão a junção da energia gerada por diversos produtores procedendo posteriormente à venda da mesma em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais. No entanto, tal como havia acontecido nas peças legislativas anteriormente estudadas, a sua entrada em vigor não foi imediata uma vez que, apesar de prevista na lei, esta figura ainda não existia. [11, 99, 100]

Mais tarde, já muito próximo do final de 2014, surgiu o Regulamento n.º 561/2014 que visava complementar os decretos-lei anteriormente referidos, nomeadamente através da introdução da figura do facilitador de mercado, do estabelecimento das regras de ligação dos produtores às redes e ainda a certificação do operador da RT. Sendo assim, o regulamento supracitado definia o facilitador de mercado como sendo um agente de mercado detentor de licença de comercialização de eletricidade que se encontrava obrigado a adquirir energia elétrica aos produtores em regime especial que, para além de não serem contemplados por uma remuneração garantida, assim o pretendessem. O acesso a esta atividade seria livre, o que corresponderia a uma situação em que qualquer comercializador que pretendesse atuar como facilitador de mercado deveria simplesmente proceder à aquisição da eletricidade aos produtores em regime especial elegíveis que assim o solicitassem, sendo as condições de aquisição dessa energia negociadas de forma bilateral com o seu produtor. [53]

Decorrente da criação desta figura existia um benefício para os produtores que optassem pelo regime de mercado e pela ligação contratual com um facilitador de mercado, ou para aqueles cujo período de remuneração garantida já tivesse sido excedido e que igualmente se pretendessem relacionar com esta figura do facilitador de mercado. Esta valia encontrava-se expressa nos pontos 3 e 4 do supramencionado regulamento e passava pela simplificação contratual da sua atividade. Desta forma, os produtores representados por um facilitador encontravam-se completamente isentos da celebração de contratos de uso das redes, estando integrados no contrato de uso das redes que seria celebrado pelo facilitador de mercado nos termos previstos no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI). [53]

De acordo com o exposto, a figura do facilitador de mercado poderia ter uma aplicação concreta no caso das centrais de cogeração que além de se encontrarem enquadradas no âmbito do DL n.º 23/2010, tivessem optado pela modalidade geral. Uma vez que as mesmas não dispunham de qualquer garantia de escoamento da eletricidade que fossem capazes de produzir, estas teriam de apresentar propostas a mercado e esperar que as mesmas fossem aceites, sendo no entanto contempladas por um prémio de participação de mercado. A criação desta figura poderia então contribuir para que fosse simplificada a tarefa de apresentação de propostas a mercado ao agregar a energia produzida por uma ou várias unidades de produção em regime especial, podendo então tornar-se

especialmente interessante em unidades de menores dimensões nas quais nem sempre existem os devidos meios para gerir este procedimento.

No entanto, e tal como se poderá ver na secção 3.13, esta potencial aplicação poderá deixar de fazer sentido para pelo menos parte das potenciais novas unidades de cogeração que surjam e se pretendam enquadrar na modalidade geral uma vez que esta foi alvo de alterações importantes.

### 3.11 A Diretiva 2012/27/EU relativa à eficiência energética

Decorridos cerca de 8 anos após a publicação da diretiva relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil (Diretiva 2004/8/CE) surgiu a Diretiva 2012/27/EU relativa à eficiência energética que voltou a fazer referências importantes acerca da atividade da cogeração, nomeadamente à de elevada eficiência, e por essa razão é apresentada de seguida uma breve análise da mesma nos pontos respeitantes à atividade onde a presente dissertação se concentra.

Ainda no preâmbulo, e antes mesmo do início da descrição dos diversos artigos, é referido claramente que devem de ser introduzidas medidas que potenciem a massificação da produção descentralizada, nomeadamente através de instalações de cogeração com potências térmicas inferiores a 20 MW.

Já na fase subsequente da diretiva, segundo o n.º 1 do artigo 14.º, é definido que todos os estados membros têm como prazo limite o dia 31 de Dezembro de 2015 que procedam a uma completa avaliação não só do potencial de aplicação de unidades de cogeração de elevada eficiência, como também do potencial de sistemas de aquecimento e/ou arrefecimento urbanos eficientes. Seguidamente, no número 2 do referido artigo é atribuído aos estados a responsabilidade de adoção de políticas que incitem a que seja tido em conta quer a nível local, quer a nível regional, a aplicação de sistemas de aquecimento e/ou arrefecimento eficientes, nomeadamente aqueles que têm por base a utilização de cogerações de elevada eficiência. No caso de o referido estudo concluir que de facto existe potencial para a aplicação de cogerações de elevada eficiência e/ou para a utilização de sistemas de aquecimento e arrefecimento urbano eficientes, ou seja em todos os casos em que os benefícios decorrentes da sua aplicação deste tipo de sistemas excedam os custos de aplicação dos mesmos, os estados membros ficam formalmente obrigados a adotar medidas que fomentem o desenvolvimento das infraestruturas necessárias à sua aplicação. [57, 101]

De forma concisa, esta diretiva estabeleceu a cogeração de elevada eficiência como sendo o “*standard*” da produção de eletricidade e, por isso, a produção dedicada de energia elétrica apenas deverá ser utilizada caso não seja viável técnica e economicamente a aplicação de uma solução de cogeração, algo que pode suceder por exemplo aquando da inexistência de uma procura de calor útil. A diretiva vai ainda mais longe, ao ponto de estabelecer que instalações de produção de energia elétrica que sofram modificações substanciais devem passar, sempre que possível, a utilizar o princípio da cogeração em prol de uma eficiência energética superior e que conduza a poupanças de energia primária. No entanto, nesses casos a opção da não adoção do princípio da cogeração terá de ser devidamente suportada por uma prova técnica e económica que o justifique. [57]

Para que se atinjam os objetivos propostos pela diretiva, para além da aplicação das medidas presentes na mesma poderia ser interessante a implementação de outras adicionais. Segundo a *Portucel* existem várias, sendo que a primeira dessas medidas consistiria quer no fomento de um mercado competitivo de gás natural, à semelhança do que acontece no caso da eletricidade, quer no reforço das interligações entre Espanha e França. Outra medida interessante identificada pela referida empresa passaria por uma efetiva promoção da utilização de recursos renováveis na cogeração, algo que certamente seria um precioso auxiliar no combate às emissões de GEE. Finalmente, ao nível dos benefícios a serem reconhecidos à cogeração, seria muito interessante proceder à isenção do pagamento por parte das unidades cogradoras de tarifas de acesso às redes e ainda a criação de incentivos ao investimento e/ou benefícios fiscais. [43]

A Diretiva 2012/27/EU fixava o dia de 5 de Julho de 2014 como sendo o prazo legal para a respetiva transição para a legislação nacional de cada um dos estados membros. No entanto, tal como aconteceu por exemplo no caso da transposição da Diretiva 2004/8/CE, Portugal não cumpriu o prazo previsto podendo estar assim sujeito ao levantamento de um processo judicial no Tribunal de Justiça da União Europeia que poderá culminar na aplicação de sanções monetárias ao país. No entanto, segundo o próprio ministro do ambiente, ordenamento do território e energia, este desfasamento temporal deveu-se à ambição do governo em não se limitar a proceder à transposição da diretiva, existindo também a pretensão de aprovar o regime da cogeração de energia. Assim, a referida diretiva apenas viu o seu processo de transcrição finalizado no passado dia 30 de Abril de 2015 com a publicação do DL n.º 68-A/2015 que se analisará no subcapítulo 3.13. [3, 57, 102]

### 3.12 O Decreto-Lei n.º 153/2014

Uma possibilidade que se poderia ter revelado interessante sobretudo para unidades de cogeração de potência reduzida e para unidades de micro-cogeração veio abrir-se no final de 2014 com a publicação do DL n.º 153/2014 destinado a regulamentar o autoconsumo de energia. No entanto, após a sua publicação foi possível perceber-se que as expectativas criadas haviam sido infundadas uma vez que o mesmo excluiu desde logo, no n.º 3 do artigo 2.º, a cogeração do âmbito da sua aplicação. Além de se encontrar vedada a aplicação deste documento à cogeração foi também interessante compreender que, apesar de reconhecer uma série de vantagens inerentes a este novo paradigma de massificação da produção distribuída, não se encontra prevista a devida compensação desses benefícios uma vez que além de não existir qualquer incentivo à instalação deste tipo de sistemas, os excedentes de energia, apesar de poderem ser entregues à RESP, são remunerados a uma tarifa correspondente a apenas 90% do preço médio mensal do polo português do mercado ibérico de eletricidade. [77, 103, 104]

### 3.13 O Decreto-Lei n.º 68-A/2015

Finalizada a análise da legislação que se encontrava em vigor aquando do início da presente dissertação, e tendo em conta o exposto no subcapítulo 3.11, era conhecida a obrigação de Por-

tugal transcrever para a legislação nacional a Diretiva 2012/27/UE. Tal como analisado, esta peça legislativa aludia em grande parte à cogeração, sendo que inclusivamente procedia à revogação da Diretiva 2004/8/CE, e, não só por essa razão como também pela data limite imposta para a efetivação da transposição da mesma para a lei nacional era já expectável, aquando do início deste trabalho, uma mudança para breve neste setor. Segundo o artigo 28.º da Diretiva 2012/27/UE, a referida mudança deveria ter sido introduzida, no máximo, até ao dia 5 de Junho de 2014 algo que, tal como já se havia verificado no caso da transposição da Diretiva 2004/8/CE, não sucedeu. A efetivação da transposição ocorreu assim cerca de um ano mais tarde do que o prazo estipulado, tendo sido concluída apenas no passado dia 30 de Abril de 2015 com a publicação do DL n.º 68-A/2015.

Analisando o referido documento torna-se compreensível que o mesmo se encontra subdividido em duas partes principais, sendo a primeira referente à eficiência energética e a segunda corresponde à cogeração. A segunda parte do mesmo inclui uma completa republicação do DL n.º 23/2010 contendo as modificações efetuadas. Desta forma, o presente subcapítulo focando-se essencialmente na referida republicação tentará, não só expor de forma clara quais as principais modificações introduzidas pela sua publicação, como também compreender que impactos poderão surgir num futuro próximo no setor da cogeração em Portugal.

Através de uma leitura completa da parte do referido decreto correspondente à cogeração é possível compreender que, apesar de se ter mantido a estrutura de base do DL n.º 23/2010 que dividia a atividade de cogeração nas modalidades geral e especial, foram efetuadas mudanças significativas nas mesmas. Através das transformações implementadas é rapidamente perceptível que existiu a pretensão do executivo em não só aproximar a legislação que tutela a cogeração com a existente para autoconsumo com outras tecnologias de produção elétrica, como também de reduzir os encargos com este setor. [3, 56]

### **3.13.1 A modalidade especial**

Começando a análise das modificações por aquelas que foram introduzidas à modalidade especial foi possível compreender, através da análise da alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º, que esta foi substancialmente restrita, sendo agora somente aplicável a instalações cuja potência de injeção seja igual ou inferior a 20 MW, em detrimento dos anteriores 100 MW.

Sendo esta a mudança mais evidente na modalidade especial, a nova legislação prevê igualmente ligeiras alterações ao quadro remuneratório que será aplicável aquando da publicação da portaria prevista no n.º 4 do artigo 4.º-A. Desta forma, e apesar de serem mantidos quer o prémio de eficiência, quer o prémio de energia renovável, os mesmos apresentarão contornos ligeiramente distintos. Começando pelo prémio de eficiência, em virtude deste deixar de ser aplicável a cogerações eficientes, o mesmo viu a sua designação ser alterada para prémio de elevada eficiência. Quanto ao prémio de energia renovável, o mesmo continuará a ser atribuído em função da proporção de combustíveis de origem renovável que sejam consumidos numa determinada instalação de cogeração que use, pelo menos em parte, combustíveis renováveis. No entanto, e ao contrário do que até aqui se verificava, passa a existir uma limitação no valor individual ou acumulado dos

prémios a receber nesta modalidade, fixando-se esse limite em 7.5 €/MWh. Tal como se pode observar através da análise da tabela 3.3 anteriormente apresentada, este limite apresenta-se como sendo significativamente inferior ao que se encontrava previsto na Portaria n.º 325-A/2012 para cogerações de elevada eficiência. Esta limitação para um valor mais reduzido, além de penalizar as cogerações de elevada eficiência, apresenta ainda consequências nefastas quer para as cogerações eficientes, uma vez que as mesmas deixam de estar habilitadas a receber um prémio de eficiência, quer as cogerações renováveis, que além de receberem um prémio de eficiência mais elevado caso cumprissem os requisitos existentes, estariam ainda habilitadas à receção de um prémio de eficiência que não apresentava qualquer limite.

Um outro aspeto que foi alterado e que será importante para quem pense em investir num projeto de cogeração, prende-se com a duração do regime remuneratório. Desta forma, e de acordo com o exposto no n.º 1 do artigo 5º, a modalidade especial dura enquanto se mantiverem as condições da sua atribuição por um período de 120 meses, podendo este prazo ser prorrogado por mais 60 meses caso, para além de verificar a poupança de energia primária, os prémios de elevada eficiência e de energia renovável sejam revistos. Desta forma, e quando comparativamente com o DL n.º 23/2010, o período de extensão passível de ser requisitado passou a cifrar-se em apenas metade do tempo, prejudicando desta forma mais uma vez as novas unidades de cogeração que possam vir a surgir.

Acerca desta modalidade importa ainda realçar que, só a recente publicação do DL n.º 68-A/2015 veio revogar completamente o DL n.º 25/2012 que, tal como analisado numa fase precedente, não permitia a atribuição de nova potência no âmbito da modalidade especial. [3, 56]

### **3.13.2 A modalidade geral**

Compreendidas as alterações introduzidas pelo DL n.º 68-A/2015 na modalidade especial, importa igualmente compreender pormenorizadamente o que foi alterado na modalidade geral até porque, através da leitura do comunicado do conselho de ministros de 19 de Março de 2015, se sabia de antemão que era nesta que se iam centrar as principais alterações. [105]

De acordo com o exposto no n.º 1 do artigo 4.º-B, esta modalidade passa então a estar dividida em duas submodalidades distintas, sendo que as mesmas foram simplesmente denominadas de submodalidade A e de submodalidade B.

#### **3.13.2.1 A submodalidade A**

Na submodalidade A passam a estar integradas todas as unidades de cogeração que apresentem uma potência de injeção na rede igual ou inferior a 20 MW e que operem em modo de autoconsumo da eletricidade que produzem, sendo os excedentes elétricos entregues ao CUR e remunerados de acordo com uma tarifa a ser publicada em data posterior numa portaria. Desta forma, todas as cogerações que se encontrem enquadradas nesta submodalidade vêm resolvido o problema de não existir na modalidade geral, presente no DL n.º 23/2010, garantia de compra da eletricidade produzida, bem como da questão do facilitador de mercado ainda não se encontrar devidamente

esclarecida. Para que haja lugar ao devido pagamento dos excedentes, e de acordo com o exposto no artigo 5.º-A, é da responsabilidade do cogrador estabelecer um contrato com o CUR, tendo no entanto em atenção as restrições impostas. Desta forma, o referido contrato não pode apresentar uma extensão superior a 10 anos, deve ser renovável por períodos de 5 anos exceto quando exista oposição por alguma das partes. Além desta restrição, a periodicidade de faturação pelo CUR não pode ser superior a dois meses e encontra-se ainda previsto que a DGEG, caso existam razões relacionadas com a sustentabilidade do SEN ou das políticas energéticas, se pode opor à renovação dos contratos em vigor entre o cogrador e o CUR. [3, 56]

Segundo o presente no n.º 2 do artigo 4.º-B é considerado que uma cogeração opera no modo de autoconsumo sempre que a energia elétrica e térmica produzidas, além de se destinarem ao consumo nos serviços auxiliares, proporcionarem o abastecimento de uma unidade de utilização associada. Quanto à unidade de instalação associada, e segundo o referido DL, a mesma corresponde a uma unidade industrial, de serviços ou outra, que seja abastecida pela energia produzida em autoconsumo na instalação de cogeração, desde que esta seja detida de forma direta ou indireta pelo(s) titular(es) da unidade. Desta forma, no caso do promotor da cogeração e da referida unidade de utilização associada serem entidades distintas, se for pretendido o enquadramento da unidade de cogeração nestes moldes, a mesma terá de ser detida, pelo menos parcialmente, pelo detentor da instalação industrial. [3]

### **3.13.2.2 A submodalidade B**

Além da submodalidade A, está também prevista na nova legislação a submodalidade B, sendo a mesma relativamente semelhante à modalidade geral que o DL n.º 23/2010 veio introduzir. Desta forma, esta será a modalidade a ser adotada por todos os promotores de unidades de cogeração que pretendam operar em regime de venda total ou parcial da eletricidade produzida em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais.

Quanto à remuneração passível de ser recebida nesta modalidade, a mesma é idêntica à que foi apresentada no subcapítulo 3.3.1.1, aquando da análise da modalidade geral prevista pelo DL n.º 23/2010, à exceção de dois aspetos. O primeiro é respeitante a situações onde seja fornecida energia elétrica a um ou vários clientes que se encontrem diretamente ligados à instalação de cogeração. Nestes casos, deixa de haver lugar ao pagamento da Tarifa de Comercialização (TC), sendo apenas pago o montante correspondente à Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS) aplicável. Já o segundo aspeto apresenta-se como sendo significativamente mais preocupante para a proliferação da cogeração nesta submodalidade e prende-se com a extinção do prémio de participação em mercado. [3, 56]

### **3.13.2.3 Compensação pelas instalações de cogeração a operar em regime de autoconsumo**

Para além da redução dos limites dos prémios aplicáveis à modalidade especial e da extinção do prémio de participação em mercado na modalidade geral, o DL n.º 68-A/2015 prevê ainda uma outra medida que poderá apresentar impactos negativos na remuneração passível de ser obtida



por novas unidades de cogeração. Desta forma, no n.º 5 do artigo 4.º-B, encontra-se previsto que todas as instalações de cogeração que além de se encontrarem ligadas à RESP, se destinem a autoconsumo ou cujas instalações de utilização associadas consumam a energia produzida pelas mesmas sejam obrigadas a pagar uma compensação (independentemente da submodalidade em que se encontrem inseridas). Esta compensação será mensal, fixa, vigorará por um período de dez anos e pode ser determinada pela aplicação da equação 3.7.

$$C_{COG_{\alpha,t}} = P_{COG} \times V_{CIEG_{\alpha,t}} \times K_t \quad (3.7)$$

Nesta equação [3]:

- $C_{COG_{\alpha,t}}$  representa a compensação no mês “m” por cada kW de potência instalada, num dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema relativa ao regime de produção de autoconsumo através de uma instalação de cogeração. [€]
- $P_{COG}$  representa o valor da potência elétrica instalada na cogeração e que consta no certificado ou licença de exploração. [kW]
- $V_{CIEG_{\alpha,t}}$  representa o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva instalação de cogeração, para um dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, apurado no ano “t” nos termos da equação 3.8. [€/kW]
- $K_t$  corresponde ao coeficiente de ponderação a aplicar ao termo “ $V_{CIEG_{\alpha,t}}$ ” tendo em consideração a representatividade da potência total registada das instalações de cogeração com potência elétrica instalada igual ou inferior a 20 MW no sistema elétrico nacional, no ano “t”. Toma valores entre 0 e 50%.
- t representa o ano de emissão do título de exploração da respetiva instalação de cogeração.
- $\alpha$  representa o nível de tensão ou tipo de fornecimento, podendo ser MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada igual ou superior a 20.7 kVA e BTN com potência contratada inferior a 20.7 kVA.

De forma a poder determinar o valor da compensação a ser paga existe a necessidade de conhecer o valor do parâmetro  $V_{CIEG}$ , sendo para tal necessário recorrer à expressão presente no n.º 2 do artigo 4.º-C que abaixo se apresenta.

$$V_{CIEG_{\alpha,t}} = \sum_{n=0}^2 CIEG_{i(t-n)}^p \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 CIEG_{i,h(t-n)}^e \times \frac{1}{3} \times \frac{4500}{12} \quad (3.8)$$

Onde [3]:

- $CIEG_i^p$  representa o somatório do valor das parcelas “i” dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 322/2012, de 22 de Outubro, designadamente na alínea c), para



o nível e tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários publicados pela ERSE para o ano “t-n”. [€/kW]

- $CIEG_{i,h}^e$  representa o somatório da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários “h” de cada uma parcela “i” dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 322/2012, de 22 de Outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i) e j), para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários publicados pela ERSE para o ano “t-n”.
- i representa cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de Outubro.
- h representa o período horário de entrega de energia elétrica a clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de Outubro.

Finalmente, para que possa ser determinado o valor mensal a ser pago pelo detentor de uma determinada instalação de cogeração que pretenda funcionar num dos moldes que obriga ao pagamento desta compensação, resta conhecer qual o valor do parâmetro  $k_t$  a aplicar. O valor a aplicar ao referido parâmetro encontra-se presente no n.º 3 do artigo 4.º-C, sendo o mesmo distinto consoante a situação verificada no ano em consideração. Sendo assim, os valores passíveis de serem atribuídos a este parâmetro são [3]:

- $K_t = 50\%$  caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada na das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas exceda 7.5% do total da potência instalada de centros electroprodutores do SEN.
- $K_t = 30\%$  caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada na das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas se situe entre os 5 e os 7.5% do total da potência instalada de centros electroprodutores do SEN.
- $K_t = 0\%$  caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada na das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas seja inferior a 5% do total da potência instalada de centros eletroprodutores do SEN.

Segundo o n.º 4 do artigo 4.º-C, uma vez que o valor deste parâmetro será distinto consoante se atinjam determinados limites, a verificação dos mesmos cabe à DGEG e deve ser realizada a cada ano civil tendo por base os valores de potência instalada que serão fornecidos pela ERSE até 30 de Setembro de cada ano [3]. Acerca deste termo deve também ser clarificado que, enquanto a soma da potência instalada nas instalações de cogeração enquadradas nas submodalidades A e B

da modalidade geral do DL n.º 68-A/2015 que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida se encontre num patamar inferior a 5% do total da potência instalada em centros electroprodutores do *SEN*, não existirá lugar ao pagamento desta compensação. Assim, e tendo em consideração os dados técnicos publicados pela REN em 2015, respeitantes aos principais valores verificados no *SEN* em 2014, existia nesse ano em Portugal uma potência total instalada de 17834 MW, o que significa que apenas quando a soma da potência instalada em cogerações enquadradas nas submodalidades A e B atingir os 891.7 MW (5% do total da potência instalada em centros eletroprodutores do *SEN*) se começará a pagar esta compensação haverá lugar ao início do pagamento desta compensação.

### **3.13.3 Potencial nacional de cogeração de elevada eficiência**

De forma a evitar novos incumprimentos para com a UE nesta área encontra-se patente no artigo 26.º a obrigação de ser realizada, até 31 de Outubro de 2015, uma avaliação exaustiva das potencialidades em matéria de aplicação da cogeração de elevada eficiência. Segundo o referido artigo esta análise deve ser baseada em dados científicos adequadamente documentados, deve identificar o potencial em matéria de procura de calor e de frio úteis adequados à cogeração de elevada eficiência e deve identificar os potenciais entraves ao atingimento do potencial nacional de cogeração. Caso a referida análise demonstre que existe potencial em aplicar unidades de cogeração de elevada eficiência em sistemas de aquecimento e arrefecimento urbanos, ou seja que a aplicação destes sistemas proporcione a obtenção de benefícios superiores aos custos, fica assinalada a obrigação do governo tomar as medidas adequadas para o desenvolvimento dessas infraestruturas. [3]

### **3.13.4 Outros aspetos importantes**

Além do exposto neste subcapítulo existem ainda outros aspetos que, pela sua relevância, devem ser brevemente referidos.

O primeiro deles diz respeito às mudanças de modalidade de regime remuneratório. Segundo o artigo 6.º o cogrador pode mudar a qualquer momento do regime especial para qualquer uma das submodalidades do regime geral ficando no entanto ressalvado que, em caso de arrependimento, apenas poderá voltar à modalidade especial depois de decorridos dois anos. Através da análise do explicitado acerca das mudanças de regime verifica-se que nem sequer se encontra prevista a mudança de qualquer uma das submodalidades da modalidade geral para a especial, salvo nos casos anteriormente referidos e onde a cogeração já se havia encontrado enquadrada na modalidade especial. Desta forma é possível compreender a pretensão do governo em enquadrar todos os potenciais novos investimentos nesta área na modalidade geral evitando assim quaisquer encargos quer a nível de prémios, quer a nível de uma tarifa garantida. Assim, e segundo a nova regulamentação, para que as cogerações possam funcionar estas deverão ser capazes de ser competitivas numa situação de autoconsumo ou numa situação de venda da produção elétrica em mercados organizados.

Tal como já havia sido definido no DL n.º 23/2010, também a atual legislação contempla a possibilidade de que a cogeração forneça serviços de sistema. No caso do DL n.º 68-A/2015 é mesmo referido que o cogrador pode fornecer este tipo de serviços sempre que seja técnica e economicamente viável tendo em conta o modo de exploração da unidade de cogeração.

Um aspeto técnico muito importante prende-se com os equipamentos e os procedimentos que devem ser utilizados para a realização de medições. Desta forma, segundo o artigo 12.º-B e independentemente do regime remuneratório e da dimensão da cogeração em questão, a medição de energia e de potência deve ser realizada por contadores bidirecionais que assegurem uma leitura diferenciada da energia fornecida ao cogrador da que ele injeta na RESP.

Nos casos em que se pretendam efetuar alterações numa determinada instalação de cogeração torna-se crucial compreender de que forma as mesmas alteram o enquadramento da unidade, nomeadamente ao nível dos prazos de manutenção na modalidade onde a mesma se encontra inserida. Desta forma, as várias situações possíveis encontram-se expostas no artigo 18.º.

Ao nível das garantias e dos certificados de origem, e segundo os artigos 21.º a 24.º, as alterações inseridas não se revelaram significativas com exceção do facto de ter sido nomeada a DGEG como EEGO, em detrimento da REN que foi durante o período de vigência do DL n.º 23/2010 a entidade responsável por estas funções. [3]

Aquando do surgimento de uma nova legislação torna-se importante compreender de que forma a mesma poderá apresentar impacto quer para novas instalações que se encontrem a aguardar decisão, quer para instalações já existentes. Tal como havia acontecido com a publicação do DL n.º 23/2010, e de forma a responder a estas questões, ainda antes do DL n.º 68-A/2015 proceder a uma republicação completa do DL n.º 23/2010, apresentam-se nos artigos 36.º e 37.º as necessárias respostas, cobrindo as mesmas as várias situações possíveis. Já no artigo 38.º se encontra explicitado que, instalações que se encontrem em exploração à data da entrada em vigor do DL n.º 68-A/2015 se podem enquadrar a qualquer momento na submodalidade A do regime remuneratório geral, bastando para tal notificar a DGEG.

Finalmente, e não menos importante, no artigo 28.º encontram-se clarificadas as informações a serem fornecidas quer mensalmente, quer anualmente pelos cogradores à EEGO, sendo de realçar o cariz absolutamente obrigatório do envio desta informação.

### **3.14 Conclusões**

Através da análise da legislação aplicável à cogeração, e que foi sintetizada no subcapítulo 3.1, é possível desde logo compreender que Portugal se tem revelado como sendo um país incumpridor ao nível dos prazos definidos pela União Europeia para a transcrição das sucessivas peças legislativas referentes à cogeração para a lei nacional.

Além de tardias, estas transposições têm-se revelado incompletas numa primeira fase uma vez que as portarias que complementam a lei de base são sempre relegadas para uma data posterior, originando assim que esta atividade fique em suspenso durante esse período. Desta forma, seria

proveitoso que situações como a verificada aquando da publicação da legislação que complementava o DL n.º 23/2010 não voltem a suceder uma vez que 2 anos não é de todo um horizonte temporal aceitável para que seja aplicável uma nova legislação.

Para além dos aspetos mencionados, e mesmo que ainda não sejam conhecidos mais detalhes acerca das portarias em falta, através dos termos gerais do DL n.º 68-A/2015 torna-se facilmente compreensível que a situação menos favorável da cogeração em Portugal irá continuar e terá tendência a agravar-se. Esta situação apresenta-se assim em claro contrassenso com a promoção da cogeração que a UE pretendia alcançar com a publicação da Diretiva 2012/27/UE e, caso não sejam tomadas medidas adequadas, esta atividade corre mesmo o risco de acabar por se extinguir, algo que deveria ser evitado sobretudo tendo em consideração as inúmeras vantagens que lhe são reconhecidas.

Por fim é de realçar que a publicação do DL n.º 68-A/2015 consistiu em certo ponto num regresso às origens uma vez que no remoto ano de 1982 foi regulada a atividade de produtor independente que pretendia incentivar uma situação em que pelo menos parte da energia elétrica produzida por um sistema de cogeração fosse diretamente consumida na instalação de utilização associada, algo em que agora, decorridos cerca de 33 anos, se volta a apostar com a introdução da submodalidade A que prevê de forma explícita o autoconsumo.



## Capítulo 4

# Estudo de viabilidade de um sistema de cogeração enquadrado numa "situação tradicional"

Ao longo deste capítulo será implementado o procedimento necessário à execução de um estudo de viabilidade de um sistema de cogeração que se encontre enquadrado numa "situação tradicional" de venda da totalidade da produção elétrica. Um esquema elétrico exemplo de uma situação deste tipo pode ser observado na figura 4.1, sendo que o mesmo pode ser caracterizado pelo facto da cogeração e do cliente industrial, sendo ou não a mesma entidade, poderem ser vistos como elementos distintos.

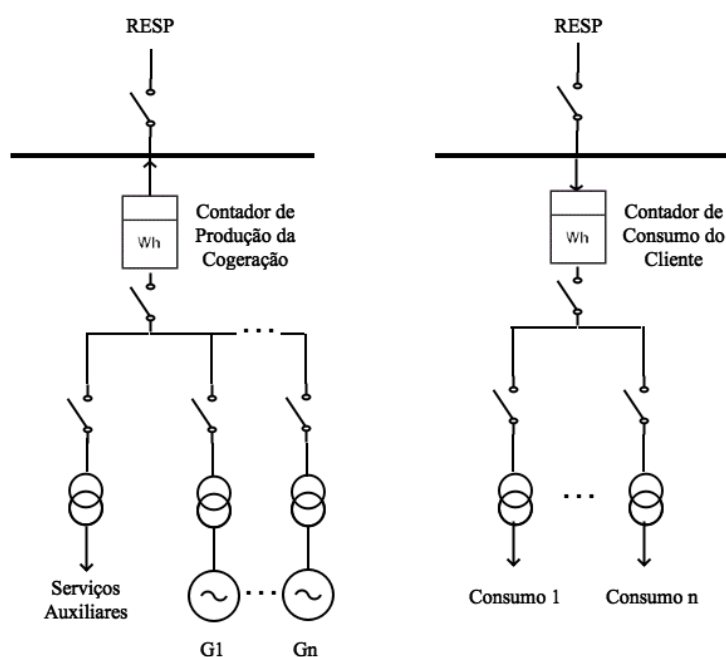


Figura 4.1: Esquema exemplo representativo de uma "situação tradicional" de cogeração onde a totalidade da produção elétrica é comercializada.

De forma a atingir o objetivo proposto, e tendo por base os dados fornecidos, será construído um caso de estudo correspondente a uma central de cogeração que, apesar de se encontrar nas instalações de um industrial têxtil, é detida e explorada pela empresa onde a presente dissertação foi elaborada. Apesar de por questões de confidencialidade não serem referidas designações que identifiquem a central em consideração deve ser realçado que todos os dados que irão ser apresentados são completamente reais, permitindo assim a elaboração de um estudo perfeitamente válido. Os referidos dados contemplam um vasto leque de parâmetros relevantes tendo sido obtidos através da análise de uma auditoria realizada à central, através dos contadores lá existentes e através das faturas elétricas, térmicas e de gás natural referentes ao ano de 2014.

## **4.1 Descrição do caso de estudo**

### **4.1.1 Constituição técnica da central tomada como exemplo**

A nível técnico, e de forma muito breve, a central a analisar nesta fase é constituída por 2 motores da *Wartsila* que, embora apresentem uma potência elétrica unitária de 2320 kW, se apresentam limitados a 2000 kW<sub>elétrico</sub> cada, resultando esta limitação da insuficiente capacidade do ponto de interligação à rede. Os referidos motores funcionam a 1500 rpm e utilizam o gás natural como combustível. A cada motor encontra-se acoplado um alternador elétrico da *Leroy Somer* que apresenta uma potência aparente de 2900 kVA, funciona a 50 Hz, 6300 V e igualmente a 1500 rpm. Adicionalmente aos motores existe uma caldeira de recuperação da *Valtec Umisa* dotada de um queimador adicional que se destina à produção de vapor de água saturado a uma pressão de 9 bar. Ao nível do aproveitamento realizado com os gases de escape, os mesmos, após passarem na caldeira de recuperação, onde auxiliando a produção de vapor evitam o consumo de gás para esse fim, são enviados para a atmosfera. Quanto à energia térmica que é contida no circuito da água que executa o arrefecimento do motor, parte da mesma é recuperada na forma de água quente que, posteriormente, é enviada ao cliente industrial. Acerca da água utilizada no processo, a mesma depois de extraída é bombeada para um descalcificador que se encarrega do seu tratamento, sendo subsequentemente enviada a um desgasificador que, através do aquecimento da mesma até uma temperatura próxima do seu ponto de ebulição, lhe retira o oxigénio e a envia para a caldeira de recuperação.

### **4.1.2 Modo de funcionamento normal da central tomada como exemplo**

Analizada, ainda que em termos gerais, a constituição técnica da central exemplo em estudo é também interessante compreender, ainda que de forma breve, o seu modo normal de funcionamento. Assim sendo, a referida central aquando da sua entrada em funcionamento, labora normalmente em valores muito próximos da sua carga nominal, sendo no entanto a energia térmica produzida geralmente insuficiente para suprir as necessidades da fábrica. Tendo em consideração que uma unidade de cogeração é capaz de produzir simultaneamente energia térmica e elétrica, e abordando-se a questão do regime de funcionamento, torna-se interessante compreender de que

forma é dada utilização às mesmas. Neste caso concreto, e devido às questões contratuais existentes, a totalidade da energia elétrica produzida é diretamente exportada para a rede elétrica nacional. Quanto à energia térmica, a mesma é fornecida à fábrica com qual a central se encontra conectada quer sob a forma de vapor, sendo o mesmo produzido na caldeira de recuperação, quer sob a forma de água quente, sendo esta gerada a partir do sistema de arrefecimento de água dos motores.

### 4.1.3 Regime de funcionamento da central

Depois de compreendido quer o modo normal de funcionamento da cogeração tomada como exemplo, quer a sua constituição, torna-se interessante conhecer o seu regime de funcionamento. O mesmo encontra-se diretamente relacionado com as necessidades térmicas da fábrica à qual a central de cogeração se encontra ligada e com os períodos em que a eletricidade é produzida, funcionando assim das 7h às 24h nos dias úteis (horas de ponta e cheias), nas horas de cheias aos sábados e estando completamente inoperacional aos domingos e aos feriados. As referidas horas de funcionamento, bem como os vários períodos, podem ser observados através da análise da figura seguinte onde, adicionalmente, é ainda realizada uma contabilização do número de horas de cada tipo em cada período do ano (Inverno ou Verão).

	Inverno	Verão		Inverno	Verão
<b>Cheias</b>	11h (7:00 às 9:30 + 12:00 às 18:30 + 21:00 às 24:00)	14h (7:00 às 9:15 + 12:15 às 24:00)	<b>Cheias</b>	7h (9:30 às 13:00 + 18:30 às 22:00)	7h (9:00 às 14:00 + 20:00 às 22:00)
<b>Ponta</b>	6h (9:30 às 12:00 + 18:30 às 21:00)	3h (9:15 às 12:15)	<b>Total</b>	7h	7h
<b>Total</b>	17h	17h			

Figura 4.2: Horas de funcionamento típicas nos dias úteis (esquerda) e aos sábados (direita) para a central de cogeração em estudo.

Na figura 4.2 torna-se então interessante notar que, devido ao facto de aos sábados não existirem horas consideradas como sendo de ponta, a unidade em questão apenas funciona nas horas de cheias. Sendo assim, neste dia da semana, nas horas em que a central de cogeração se encontra fora de serviço, as necessidades térmicas da empresa são satisfeitas recorrendo à caldeira uma vez que, estando a mesma dotada de queimador auxiliar, esta apresenta a possibilidade de laboração autónoma relativamente à central.

Quanto aos domingos, em virtude quer da inexistência necessidades térmicas, uma vez que a fábrica se encontrar encerrada, quer da ausência de horas consideradas como sendo de ponta e cheias, a unidade cogeneradora encontra-se encerrada não produzindo desta forma qualquer quantidade térmica e/ou elétrica.



#### **4.1.4 Razão do regime de funcionamento adotado**

Estando o cliente ao qual a unidade de cogeração fornece energia térmica a ser alimentado em Média Tensão (MT), e consultando o sítio da internet de um dos comercializadores elétricos a atuar no mercado, foi possível observar que existem diferenças para o industrial em adquirir energia elétrica quer consoante a hora do dia em que o faz, quer consoante o horário do ano em vigor (Inverno ou Verão). [47].

Esta diferença a nível de custos horários de aquisição de energia elétrica pode ser justificada fundamentalmente através da sua relação direta com a da volatilidade verificada nos preços horários do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Resumidamente, este mercado funciona em *pool* simétrico sendo ao mesmo apresentadas para cada hora do dia seguinte propostas de venda e de compra de energia elétrica que são ordenadas por ordem crescente e decrescente, respetivamente. Elaborando através das propostas um gráfico é encontrado, para cada hora, um ponto de interseção que corresponde à quantidade máxima de energia elétrica para a qual existem ofertas cujo preço de compra é superior ao preço associado às ofertas de venda. Desta forma, rapidamente se compreende que, à medida que a carga aumenta, existe necessidade de serem despachadas centrais com um custo produtivo mais oneroso o que tem como consequência a progressiva subida do preço de mercado. Logicamente esses custos são repercutidos nas tarifas pagas pelos clientes finais sendo essa a principal razão para a existência dos referidos períodos tarifários. [106]

Sendo o preço de compra da energia diferente para o cliente consoante o período tarifário em que a mesma é adquirida, é também lógico que a energia produzida por uma unidade de cogeração seja bonificada caso seja produzida nas horas de maior procura, ou seja nas horas de pontas e cheias. Assim sendo, já no DL n.º 313/2001 em conjunto com a Portaria n.º 58/2002 estava prevista a possibilidade da unidade de cogeração em consideração optar pela modulação tarifária, obtendo assim uma remuneração distinta nas horas de ponta e cheia relativamente aquela que seria obtida nas horas de vazio e de super vazio. Esta bonificação, tal como analisado no capítulo anterior, permaneceu válida na modalidade especial do DL n.º 23/2010 e, de acordo com o exposto no anexo VI do DL n.º 68-A/2015, a mesma deverá também vigorar no futuro. Tendo em consideração a sua existência, bem como as necessidades térmicas do cliente industrial, ao funcionar neste regime e com esta opção a referida central consegue maximizar a sua rentabilidade. [3, 10, 28, 80, 82]

#### **4.1.5 Enquadramento legal da central**

Para que seja realizada uma completa descrição do caso de estudo tomado como exemplo, e de forma a aplicar aquilo que foi exposto no capítulo anterior, permanece em falta a explicação acerca do enquadramento legal desta unidade. A mesma iniciou o seu funcionamento em Setembro de 2000, ao abrigo do DL n.º 538/99 e, tal como foi possível constatar através da análise das faturas elétricas referentes ao ano de 2014, a mesma foi posteriormente transferida para o regime remuneratório definido pelo DL n.º 313/2001 juntamente com a Portaria n.º 58/2002.

Recordado o exposto no subcapítulo 3.3.3, encontrando-se publicado o DL n.º 23/2010, após 15 anos do início da exploração da central ou passados 10 anos da publicação do mesmo, teria obrigatoriamente de acontecer a passagem ao regime remuneratório definido por esse DL em conjunto com as restantes peças legislativas que o complementam. Para o caso concreto dessa unidade, a primeira data a ser alcançada corresponderia aos 15 anos de exploração, o que significaria que esta central deixaria obrigatoriamente de beneficiar do anterior regime em Setembro de 2015, podendo no entanto beneficiar da modalidade especial definida nessa legislação até ao final de 2020 (conforme previsto no n.º 1 do artigo 5.º). [10, 80]

No entanto, e tendo em consideração a publicação na nova legislação que tutela o setor da cogeração, o exposto no parágrafo anterior deixa de ser válido, passando a ser aplicável os números 2 e 4 do artigo 37.º da referida lei, algo que se encontra esquematizado na figura 4.3. [3]

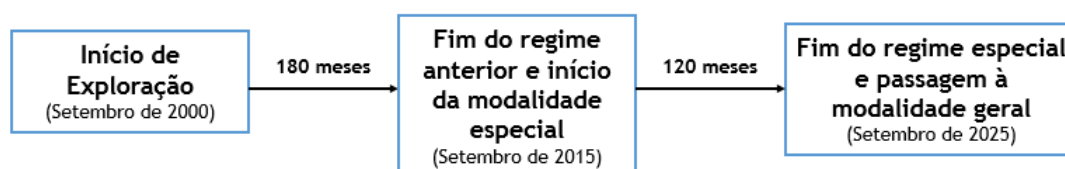


Figura 4.3: Esquema representativo do regime remuneratório transitório aplicável à central de cogeração em estudo ao abrigo do DL n.º 68-A/2015.

Através desta figura torna-se então possível compreender que, ao abrigo do exposto no DL n.º 68-A/2015, uma unidade de cogeração que à data de entrada em vigor do DL n.º 23/2010 já fosse detentora de uma licença de exploração, continuasse a laborar, mas que não optasse pela passagem ao regime remuneratório definido por esse decreto, tem o direito a continuar no anterior regime até que se atinjam os 180 meses após a entrada em exploração ou até que se atinjam 120 meses após a publicação do DL n.º 23/2010. Como para o caso da central em análise o que sucede em primeiro lugar é a passagem de 15 anos após a sua entrada em exploração, algo que se verificará em Setembro de 2015, a mesma terá obrigatoriamente que proceder à mudança de regime nessa altura, sendo este o ponto no qual reside a diferença principal em relação ao que era previsto no DL n.º 23/2010 [3, 56]. Assim, para o caso da nova lei o que se encontra previsto é que, caso assim o pretendam, as centrais nesta situação tenham direito a beneficiar por mais 120 meses do regime remuneratório definido no artigo 10.º da Portaria n.º 140/2012. No entanto, e apesar de por este período estar garantida a permanência na modalidade especial, encontra-se igualmente exposto que, para centrais não renováveis e com uma potência inferior a 20 MW, existirá uma depreciação da tarifa de referência a uma taxa 1% ao ano até que sejam atingidos os 120 meses deste período de prorrogação [3, 71]. Finalizado esse prazo, o que para o caso de estudo tomado como exemplo aconteceria em Setembro de 2025, e caso seja pretendida a continuação da laboração da central, a mesma terá obrigatoriamente de passar a uma das submodalidades da modalidade geral prevista na atual legislação.

## 4.2 Descrição do estudo implementado

Numa fase anterior do presente trabalho, mais precisamente nos subcapítulos 3.3 e 3.13, foram analisados quer o anterior regime da cogeração (DL n.º 23/2010), quer o atual regime (DL n.º 68-A/2015), sendo este último aplicável desde a data da sua publicação, algo que sucedeu apenas no passado dia 30 de Abril de 2015. Em adição à sua exposição foi também referido que se encontravam expressas nas referidas legislações as condições que permitiam a elegibilidade de permanência em regimes anteriores mediante o cumprimento das condições analisadas e tendo em atenção os prazos impostos. Sendo assim, e uma vez que esta possibilidade se encontra prevista, seria interessante compreender se de facto a mesma se revelaria vantajosa para os cogeradores que se encontram no âmbito da mesma, ou se por ventura seria mais vantajoso para os mesmos passar diretamente para o novo regime dado que essa é uma hipótese que se encontra igualmente em aberto na legislação. Desta forma, e tendo em consideração o exposto no subcapítulo 4.1.2 acerca do modo de funcionamento desta central, a abordagem seguida passou pela comparação do valor que seria recebido caso a central permanecesse no regime remuneratório previsto pelo DL n.º 313/2001 e restante legislação complementar e aquela que seria recebida caso tivesse sido feita a passagem para uma das modalidades definidas no DL n.º 23/2010, ou caso essa alteração se realize apenas nesta altura e seja feita de imediato para a atual legislação. Acerca das simulações realizadas deve apenas ser realçado que as mesmas tiveram como base a consideração da manutenção do regime de funcionamento da central, tal e qual nos moldes que este sucedeu no ano de 2014.

No entanto, e uma vez que o regime remuneratório definido pelo DL n.º 313/2001 se encontra fora do âmbito da presente dissertação devido à sua inaplicabilidade a novos projetos desde o remoto ano de 2010, não seria de todo interessante a realização de uma análise detalhada de todo o procedimento de cálculo necessário para que fosse determinado o valor mensal a atribuir pela eletricidade produzida dado que a mesma se tornaria extensa e seria, pelo menos em parte, semelhante aquela que foi apresentada para a modalidade especial dos DL que posteriormente foram publicados.

Assim, e uma vez que se teve acesso às faturas que remuneraram a eletricidade produzida ao longo dos 12 meses do ano 2014, a abordagem a adotar passará, em primeiro lugar, pela apresentação desses mesmos valores (caso base) que serão posteriormente comparados com várias simulações de cenários que visam exemplificar qual seria a remuneração aplicável à mesma central caso esta tivesse optado pela passagem ao regime remuneratório definido por uma das modalidades do DL n.º 23/2010 ou venha a passar para o regime remuneratório definido por qualquer uma das modalidades definidas no recente DL n.º 68-A/2015.

Através da comparação dos resultados obtidos nos vários cenários referentes ao ano de 2014 será analisada a diferença verificável e mostrar-se-á, em primeiro lugar, se a possibilidade de permanecer enquanto tal se torne possível no anterior regime remuneratório, definido pelo DL n.º 313/2001 em conjunto com a Portaria n.º 58/2002, se revela ou não como sendo a opção mais interessante. Adicionalmente, e de forma a dar resposta ao objetivo primordial deste capí-

tulo, será apresentado um estudo de viabilidade que demonstrará qual seria a situação de viabilidade/inviabilidade do investimento numa central nova, que apresentasse uma produção elétrica e térmica semelhante à da central tomada como exemplo, nos vários enquadramentos legais estudados.

### 4.3 Cenário Base: Manutenção no DL n.º 313/2001

Depois de realizado o devido enquadramento acerca da central de cogeração em estudo e da apresentação da metodologia a adotar neste capítulo, o primeiro passo consistiu simplesmente no tratamento dos dados correspondentes ao caso base. Tal como anteriormente referido, estes dados tiveram origem nas faturas elétricas respeitantes ao ano de 2014 e a que foi concedido acesso. Através da análise cuidada destes documentos deve apenas ser destacado o facto de que os mesmos visam apenas remunerar a eletricidade que de facto é injetada na RESP, o que leva a que caso se pretendam obter estes valores mensais se revele necessário descontar dos dados da produção total da central os consumos elétricos verificados nos serviços auxiliares.

Assim sendo, os dados obtidos apresentam-se na tabela 4.1, sendo possível através da sua análise compreender quais os valores de remuneração em jogo para este nível de produção elétrica aquando do seu enquadramento no regime remuneratório definido pelo DL n.º 313/2001.

Tabela 4.1: Energia produzida em cada um dos períodos horários e remuneração mensal que a central de cogeração exemplo em estudo obteve em cada um dos meses de 2014.

Mês	Produção em Super Vazio (kWh)	Produção em Vazio Normal (kWh)	Produção em Ponta (kWh)	Produção em Cheias (kWh)	Energia Activa Total (MWh)	Remuneração Mensal
Janeiro	67	16 651	415 105	1 104 610	1536,433	248 391,19 €
Fevereiro	0	12 728	310 947	831 168	1154,843	190 827,54 €
Março	0	16 174	338 513	967 563	1322,25	214 019,22 €
Abril	0	16 764	231 579	1 184 935	1433,278	231 621,56 €
Mai	0	17 154	238 073	1 252 085	1507,312	240 631,58 €
Junho	0	15 421	230 680	1 181 160	1427,261	232 800,75 €
Julho	162	18 653	264 972	1 341 468	1625,255	262 130,99 €
Agosto	0	17 247	230 049	1 205 637	1452,933	240 279,99 €
Setembro	0	17 023	252 969	1 284 905	1554,897	259 269,00 €
Outubro	0	20 299	303 571	1 301 320	1625,19	270 592,48 €
Novembro	93	18 118	383 858	1 057 515	1459,584	248 674,93 €
Dezembro	0	17 138	405 557	1 046 420	1469,115	252 392,03 €
Total	322	203 370	3 605 873	13 758 786	17568,351	2 891 631,26 €
Média	27	16 948	300 489	1 146 566	1464,029	240 969,27 €

Na tabela anteriormente apresentada é ainda possível compreender que, ao longo dos vários meses do ano, a produção da unidade não apresentou diferenças muito significativas, sendo isto um indicador de que além da unidade industrial apresentar um regime de funcionamento semelhante ao longo dos vários meses do ano, a central de cogeração não teve em nenhum mês uma paragem forçada prolongada que condicionasse em grande medida a sua produção.

Na sequência do exposto subcapítulo 4.1.3, e tal como rapidamente se compreende da análise da tabela 4.1, a unidade de cogeração em análise optou por possuir modulação tarifária uma vez que, para o seu caso concreto de produção, a mesma lhe era claramente favorável. Tendo por base essa informação torna-se mesmo possível afirmar que a escolha pela modulação tarifária era óbvia dado que, pelo menos do ponto de vista teórico, a central nunca produziria qualquer energia nas horas de vazio e super vazio independentemente do dia da semana. No entanto, e tal como apresentado na tabela 4.1, a realidade prática apresenta-se ligeiramente diferente daquilo que era teoricamente previsto. Esta pequena discrepância, patente na existência de alguma produção nas horas de vazio e super vazio que, embora seja meramente residual, é essencial tendo em consideração as características de um sistema de cogeração pode ser explicada com algo que havia sido exposto no subcapítulo 2.5, aquando do estudo das tecnologias de cogeração. Tal como analisado, as mesmas, independentemente do seu tipo, apresentam tempos de arranque e paragem que podem ser significativos. Desta forma, conjugando este fator com o facto de a central em estudo se encontrar completamente inoperacional ao Domingo, torna-se necessário proceder ao seu arranque algum tempo antes de o industrial começar a requisitar vapor, existindo naturalmente nestas horas alguma produção elétrica que, embora de valor muito reduzido, constará nas faturas elétricas.

#### **4.4 Cenário 1: Enquadramento na modalidade especial**

Depois de analisada a remuneração capaz de ser proporcionada pela manutenção no anterior regime remuneratório, torna-se interessante compreender de que forma essa remuneração se alteraria caso o promotor da central tivesse optado pela passagem da mesma à modalidade especial do DL n.º 23/2010 antes do dia 30 de Abril de 2015. No entanto, e uma vez que no DL n.º 68-A/2015 a modalidade especial continua a poder ser aplicável a centrais semelhantes à tomada como exemplo (dado que a mesma tem uma potência inferior a 20 MW), o presente subcapítulo simulará também essa alteração. Tendo em conta o explicitado na secção 3.13.1, e uma vez que além da redução do valor limite de potência, da extinção do prémio de eficiência e da fixação de um teto máximo à soma do prémio de elevada eficiência com o de energia renovável, todas as restantes premissas desta modalidade continuam atualmente válidas não se revelou necessário apresentar dois estudos distintos consoante o enquadramento legal considerado. Esta "simplificação" pode igualmente ser justificada pelo facto de que, além de ainda não ter sido publicada a portaria que define se irão existir alterações ao formato de cálculo dos prémios de elevada eficiência e de energia renovável, o prémio de eficiência que esta central obteria ao abrigo regime remuneratório definido pelo DL n.º 23/2010 apresentar-se-ia como sendo ligeiramente inferior ao teto máximo imposto na nova legislação.

Assim sendo, expõe-se de seguida a tabela 4.2 onde se encontra simulada a situação de mudança para a modalidade especial, sendo de realçar que se considerou igualmente que a central optaria, tal como acontece presentemente, pela modulação tarifária.

Tabela 4.2: Simulação da remuneração mensal que seria obtida pela cogeração em estudo caso a mesma optasse pela modalidade especial com modulação tarifária.

Mês	Tarifa de Referência (€/MWh)	$T_{ref_{mpc}}$ (€/MWh)	$T_{ref_{mvs}}$ (€/MWh)	Produção Elétrica de Venda ao CUR (MWh)	$E_{mpc}$ (MWh)	$E_{mvs}$ (MWh)	Parcela de Energia	Prémio de eficiência	Remuneração Mensal
Janeiro	90,25	99,275	78,518	1536,433	1519,715	16,718	152 182,36 €	11 306,56 €	163 488,92 €
Fevereiro	90,25	99,275	78,518	1154,843	1142,115	12,728	114 382,84 €	8 498,45 €	122 881,29 €
Março	90,25	99,275	78,518	1322,25	1306,076	16,174	130 930,64 €	9 730,40 €	140 661,03 €
Abril	89,64	98,604	77,987	1433,278	1416,514	16,764	140 981,32 €	10 547,45 €	151 528,77 €
Maio	89,64	98,604	77,987	1507,312	1490,158	17,154	148 273,32 €	11 092,26 €	159 365,59 €
Junho	89,64	98,604	77,987	1427,261	1411,84	15,421	140 415,71 €	10 503,17 €	150 918,88 €
Julho	90,13	99,143	78,413	1625,255	1606,44	18,815	160 742,62 €	11 960,20 €	172 702,82 €
Agosto	90,13	99,143	78,413	1452,933	1435,686	17,247	143 690,61 €	10 692,09 €	154 382,70 €
Setembro	90,13	99,143	78,413	1554,897	1537,874	17,023	153 804,27 €	11 442,44 €	165 246,71 €
Outubro	90,29	99,319	78,552	1625,19	1604,891	20,299	160 990,70 €	11 959,72 €	172 950,42 €
Novembro	90,29	99,319	78,552	1459,584	1441,373	18,211	144 586,24 €	10 741,03 €	155 327,27 €
Dezembro	90,29	99,319	78,552	1469,115	1451,977	17,138	145 555,13 €	10 811,17 €	156 366,30 €
Total	-	-	-	17568,351	17364,659	203,692	1 736 535,76 €	129 284,95 €	1 865 820,71 €
Média	90,078	99,085	78,367	1464,029	1447,055	16,974	144 711,31 €	10 773,75 €	155 485,06 €

Começando pela parte esquerda da referida tabela, a segunda coluna corresponde ao valor da tarifa de referência aplicável em cada mês do ano de 2014. Como visto numa fase subsequente da presente dissertação, mais precisamente no subcapítulo 3.7, o valor da mesma depende de dois fatores sendo estes a potência da unidade de cogeração e o tipo de combustível empregue. No referido subcapítulo é ainda explicitado que a tarifa de referência é fixada trimestralmente por despacho do diretor-geral da DGEG no seu sítio da internet, tal como se encontra expresso no artigo 3.º da Portaria n.º 140/2012. [71, 90, 91, 92, 93]

De forma a manter as condições contratuais o mais próximas possível das que se encontram atualmente em vigor foi, em consonância com o anteriormente referido, considerado que esta unidade optaria pela modulação tarifária uma vez que produz praticamente a totalidade da energia elétrica nas horas consideradas como sendo de pontas e cheias. Assim sendo, na terceira e na quarta coluna da tabela 4.2 encontram-se apresentados os valores de  $T_{ref_{mpc}}$  e de  $T_{ref_{mvs}}$  correspondendo estes respetivamente aos valores da tarifa de referência nas horas de pontas e cheias e aos valores da tarifa de referência nas horas de vazio e de super vazio. Tal como apresentado nas equações 3.3 e 3.4 do subcapítulo 3.8, nas horas de pontas e cheias a tarifa aplicável é bonificada em 10% relativamente à de referência enquanto nas horas de vazio e super vazio a mesma é penalizada em 13%.

Optando-se pela modulação tarifária torna-se importante, para além do conhecimento do valor da energia total produzida pela unidade em causa, ter presente quanta dessa energia é produzida nas horas de pontas e de cheias e quanta dessa energia é produzida nas horas de vazio e de super vazio. Esses dados, que foram retirados das faturas energéticas acedidas, encontram-se respetivamente na quinta, sexta e sétima colunas da tabela acima apresentada e são preponderantes para o cálculo do valor a ser pago pela energia produzida.

Tendo então conhecimento quer da quantidade de energia produzida em cada um dos dois regimes horários definidos na legislação, quer da tarifa de referência a aplicar nesses períodos

foi possível calcular a parcela da remuneração correspondente à energia fornecida à rede elétrica nacional no ponto de interligação. Esse valor, que pode ser calculado através da equação 4.1, é apresentado na oitava coluna da tabela 4.2 e desde logo se pode perceber que é bastante inferior aquele que foi apresentado na tabela 4.1, que era correspondente ao caso da central permanecer no regime remuneratório previsto no DL n.º 313/2001 e restante legislação complementar.

$$\text{Parcela de Energia}_m = T_{ref_{mpc}} \times E_{mpc} + T_{ref_{mvs}} \times E_{mvs} \quad (4.1)$$

No entanto, apesar de se poder constatar esta discrepância de valores é importante relembrar que, considerando que a central se encontraria enquadrada na modalidade especial, a mesma seria ainda elegível à aplicação de um prémio de eficiência (ou elevada eficiência) mensal, algo que foi apresentado no subcapítulo 3.9.1. Nesse capítulo, e através da equação 3.5, torna-se possível compreender como se procede ao cálculo do valor mensal do referido prémio. Para a instalação em causa existem alguns parâmetros que são fixos ao longo dos vários meses, podendo os mesmos ser observados na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Valores fixos a aplicar na equação 3.5 para proceder ao cálculo do valor do prémio de eficiência no mês "m".

Parcelas PE <sub>m</sub>		
<b>PC</b>	28,71	<b>€/MW</b>
<b>PEP</b>	0,152	-
<b>(1-PEP)</b>	0,848	-
<b>k</b>	0,5	-
<b>EP/EE</b>	2,86	-

Quanto aos parâmetros e valores apresentados na tabela 4.3, os mesmos já foram alvo de detalhe no subcapítulo 3.9.1 e por essa razão não voltarão a ser definidos. Conhecidas as características desta central exemplo é importante apenas esclarecer como foi obtido o valor da poupança de energia primária que, neste caso, foi de 15.2%. O procedimento de cálculo deste valor foi baseado na equação 3.1, que se encontra presente nos sucessivos enquadramentos legais aplicáveis à atividade de cogeração em Portugal, encontrando-se apresentado na figura 4.4 que foi retirada de uma auditoria realizada à central de cogeração em consideração em Abril de 2014.



$$\begin{aligned}
 \text{PEP} &= \left| 1 - \frac{1}{\frac{H_\eta}{\text{Ref } H_\eta} + \frac{E_\eta}{\text{Ref } E_\eta}} \right| \times 100 \\
 H_\eta &= \frac{Q_v + Q_{aq} - Q_a - Q_{vd}}{Q_c} = \frac{8.645,9 + 7.468,8 - 205,3 - 235,5}{46.988,1} \times 100 = 33,4\% \\
 E_\eta &= \frac{E_{bruta}}{Q_c} \times 100 = \frac{17959,72}{46988,11} = 38,2\% * \\
 \text{PEP} &= \left| 1 - \frac{1}{\frac{33,4\%}{85,0\%} + \frac{38,2\% *}{48,6\%}} \right| \times 100 = 15,2\%
 \end{aligned}$$

\* Para efeitos de cálculo da poupança de energia primária foi considerada a produção de energia eléctrica bruta.

Figura 4.4: Cálculo da PEP presente na auditoria realizada à unidade de cogeração exemplo.

Acerca da expressão utilizada importa apenas referir o significado das variáveis empregues nos cálculos das eficiências térmicas e eléctricas do processo de cogeração (respetivamente  $H_\eta$  e  $E_\eta$ ). Assim sendo:

- $Q_v$  representa a energia térmica presente no vapor do processo.
- $Q_{aq}$  representa a energia térmica presente na água quente de arrefecimento dos motores.
- $Q_a$  representa a energia térmica presente na água de alimentação do desgasificador.
- $Q_{vd}$  representa a energia térmica presente no vapor do desgasificador.
- $E_{bruta}$  representa a energia eléctrica bruta total.
- $Q_c$  representa a energia térmica presente no combustível.

Esclarecido o procedimento utilizado na auditoria para o cálculo da PEP, e tendo obtido o seu valor, através da análise da alínea b, do n.º 2 do artigo 3.º do DL n.º 23/2010 torna-se compreensível que, uma vez que a central apresenta uma potência eléctrica instalada compreendida entre 1 e 25 MW (a unidade tem uma potência eléctrica instalada de 4 MW), bem como apresenta uma PEP superior a 10%, a mesma pode ser considerada como sendo uma cogeração de elevada eficiência [10]. Já ao abrigo da nova legislação da cogeração, e apesar de não se encontrarem ainda definidos os critérios exatos para a classificação das unidades como sendo de elevada eficiência, é também expectável que uma cogeração que apresente uma PEP deste nível se encontre abrangida por esta classificação, o que valida mais uma vez a "simplificação" de juntar a modalidade especial prevista nos dois enquadramentos legais anteriormente referidos.



Conhecidos todos estes fatores, através da aplicação da equação 3.5, é então possível calcular o valor a atribuir mensalmente ao prémio de eficiência ( $PE_m$ ), tendo-se tido em atenção que, para o cálculo do mesmo, é considerada a energia elétrica produzida pela cogeração nesse mesmo mês, sendo no entanto excluído o consumo verificado nos serviços auxiliares que compreendem, por exemplo, as bombas de água, as bombas de circulação, os aerorefrigeradores, os ventiladores e o dispositivo de aquecimento do motor quando o mesmo se encontra parado (parcela  $EEPL_m$ ). Apesar de não se encontrar apresentado na tabela 4.2, o valor deste prémio seria constante ao longo do ano e corresponderia aproximadamente a 7.36 €/MWh, encontrando-se assim abaixo quer do limite máximo estabelecido quer na Portaria n.º 325-A/2012 (10.26 €/MWh), quer do majorante fixado no DL n.º 68-A/2015 (7.5 €/MWh). [3, 73]

Finalmente, para a obtenção da última coluna da tabela 4.2 foi empregue a equação 4.2, obtendo-se assim o valor mensal que seria efetivamente recebido pela central em consideração caso a mesma se encontrasse enquadrada na modalidade especial. Tal como se depreende da análise da referida equação, a remuneração que seria obtida nesse caso corresponde à simples soma, para cada mês, do valor a receber pela energia elétrica produzida com o valor do prémio de eficiência.

$$\text{Valor Mensal}_m = \text{Parcela de Energia}_m + PE_m \quad (4.2)$$

Uma vez que nesta simulação a central operaria pela modalidade especial, além do valor pago pela eletricidade produzida a mesma teria ainda direito a beneficiar de um prémio de eficiência (já calculado) e de um prémio de energia renovável. No entanto, e uma vez que a central em estudo utiliza exclusivamente como combustível o GN, a mesma não se encontra elegível para a aplicação do prémio de energia renovável.

## 4.5 Cenário 2: Enquadramento na modalidade geral do DL n.º 23/2010

Uma das possibilidades presentes no DL n.º 23/2010 para a atividade de cogeração era, tal como visto no subcapítulo 3.3.1.1, a opção pela modalidade geral na qual se encontrava prevista a hipótese de comercialização da produção elétrica em mercados organizados de eletricidade. Esta era de facto uma opção que se revelava bastante interessante ao permitir a participação de unidades de produção descentralizada de menores dimensões em mercados elétricos que, usualmente, são “dominados” por produtores detentores de grandes centrais térmicas convencionais, grandes hidroelétricas e, mais recentemente, parques eólicos.

Apesar de pelo menos no plano teórico esta ser uma possibilidade bastante interessante para a cogeração era importante notar que, em primeiro lugar, a mesma aumentaria a complexidade de exploração levando a que fosse necessário um maior rigor ao nível da previsão da produção que a cada hora se consegue efetivamente injetar na rede. Além desta questão, que por si só poderia obrigar a que fosse necessário proceder a uma readaptação ao nível da gestão de cada central existe, tal como visto numa fase anterior deste documento, o problema de escala que afeta a vários

níveis os produtores de menores dimensões e que pode de certa forma comprometer a sua competitividade. Ciente desta questão a legislação contemplava para a modalidade geral um prémio de participação em mercado aplicável a unidades cuja potência instalada fosse igual ou inferior a 100 MW, sendo este limite suficientemente amplo para cobrir a esmagadora maioria das unidades cogradoras existentes em solo nacional. Acerca do referido prémio importa relembrar que, tal como analisado no subcapítulo 3.9.3 e resumido na figura 3.6, este poderia atingir, mediante o cumprimento de determinadas condições, um valor correspondente a 50% da tarifa de referência.

Tendo estes fatores em consideração será de seguida exposta uma simulação de remuneração da energia elétrica produzida pela mesma central de cogeração, no mesmo ano, considerando que esta estaria associada contratualmente à modalidade geral e venderia a totalidade da sua produção à rede elétrica (através da participação em mercados organizados). Desta forma, calculando a remuneração que poderia ser obtida no mesmo ano por uma central que tivesse optado pela passagem a este enquadramento remuneratório, tornar-se-á possível realizar uma adequada comparação entre esta modalidade, a especial, a manutenção na anterior legislação e ainda o enquadramento na nova legislação, permitindo assim que se retirem adequadas conclusões acerca de qual a solução que se revelaria mais vantajosa para o detentor da cogeração.

Numa primeira fase, e uma vez que apenas se detinham dados de produção desta unidade em base mensal e em base diária foram realizados estudos assentes nessa mesma informação. No entanto, e uma vez que numa fase mais adiantada dos trabalhos foram fornecidos os dados de produção desta unidade em base horária para o ano de 2014, os restantes estudos deixaram de ser relevantes e, por essa razão, apenas se apresentarão os resultados provenientes da simulação horária. A principal justificação para esta decisão advém do facto de ser claro na legislação que o prémio de participação em mercado deveria ser calculado nessa mesma base, de forma a acompanhar as constantes evoluções horárias verificadas nos preços de mercado. Além disto, e depois de completas as simulações nas três bases temporais mencionadas foi possível observar-se que os valores obtidos, apesar de se apresentarem como sendo da mesma ordem de grandeza, não eram coincidentes. Após uma reflexão acerca da razão destas discrepâncias, e de forma a facilitar a compreensão das suas razões, foi construída a figura 4.5 que, recorrendo a um dia tomado como exemplo auxilia a compreensão do exposto. Desta forma, na referida figura, encontra-se presente não só a evolução do preço de mercado verificado a cada hora de um dia tomado como exemplo (3 de Janeiro de 2014), como também o diagrama de produção da central em estudo verificado nesse mesmo dia. Através da mesma é então possível compreender que, ao efetuar médias diárias e/ou mensais dos preços de mercado horários, se estarão a obter valores médios inferiores aos que efetivamente deveriam ser considerados uma vez que se estão a tomar em consideração os 24 períodos horários que constituem um dia, enquanto que, na realidade, a central apenas funcionaria efetivamente em 17 dos mesmos (em dias úteis), correspondendo esses períodos aqueles em que normalmente o preço de mercado se situa em valores mais elevados (correspondentes às horas de pontas e cheias). Desta forma, realizando uma simulação com base horária obtêm-se valores de remuneração mais elevados, valores esses que por representarem a realidade devem ser os eleitos aquando da execução de possíveis comparações da modalidade geral com outras vertentes.

tes remuneratórias. Acerca desta análise deve apenas ser referido que, embora se tenha tomado como exemplo um dia útil, a mesma é igualmente válida para o caso de um sábado, tendo em consideração que nesse dia a central apenas funciona nas 7h do dia correspondentes às horas de cheias.

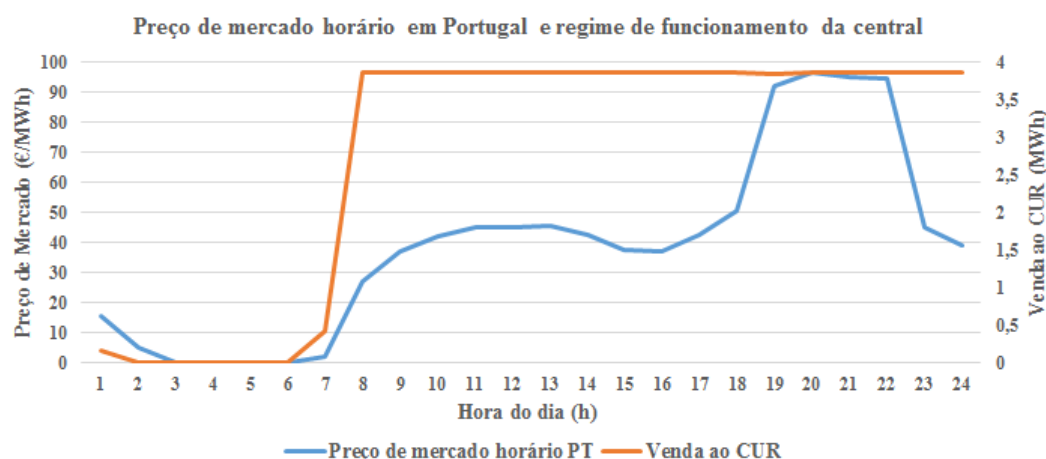


Figura 4.5: Evolução ao longo do dia do preço de mercado e da produção (03/01/2015).

Compreendida a necessidade de, tal como exposto no enquadramento legal aqui simulado, realizar a simulação em base horária, a próxima etapa consistiu na construção do procedimento necessário a que seja alcançado o objetivo pretendido.

Estando nesta modalidade a ser simulada uma situação de venda da totalidade da produção elétrica proveniente desta central de cogeração em mercado, o primeiro passo consistiu simplesmente em conhecer qual o valor da produção elétrica verificada em cada hora. Para tal, e tendo sido disponibilizados os dados provenientes do telecontador, o procedimento implementado consistiu simplesmente em trabalhá-los de forma a que fosse possível conhecer para cada hora, de cada dia, de cada mês, do ano de 2014, qual a quantidade de energia que efetivamente seria vendida, tornando-se desta forma exequível a execução de uma completa simulação horária. No entanto, uma vez que para a execução da referida simulação era necessário o conhecimento dos preços de mercado verificados em cada uma das 8760 horas do ano tomado em consideração, e dado que o formato de disponibilização desses mesmos dados no OMIE obrigaria a que fossem efetuados 365 downloads, essa mesma informação foi obtida no *website* da REN [98, 107]. Neste local, através da simples seleção do intervalo temporal para o qual se pretendem obter informações acerca dos preços de mercado, foi possível obter-se de forma expedita um único ficheiro que reuniu todos esses dados, facilitando assim de forma considerável o processo.

Sendo conhecido quer o valor da energia elétrica entregue à rede em cada hora, quer do preço de mercado verificado nessa mesma hora, encontravam-se reunidos os principais elementos necessários à realização da simulação pretendida, permanecendo apenas em falta a implementação do procedimento necessário à simulação do valor do prémio de participação em mercado aplicável em cada hora. Acerca deste prémio deve ser apenas realçado que, tal como exposto na alínea e) do n.º 2 do artigo 4.º do DL n.º 23/2010, apresentando a central tomada como exemplo uma

potência instalada inferior a 100 MW a mesma encontra-se elegível à sua receção [10]. Uma vez que na maioria das situações este corresponderá a 50% da tarifa de referência, numa primeira fase, calculou-se um valor que foi denominado como sendo o Prémio de Participação em Mercado Teórico ( $PPMT_h$ ), correspondendo este simplesmente ao produto da energia produzida por 50% da tarifa de referência, tal como apresentado na equação 4.3.

$$PPMT_h = 0.5 \times T_{ref_h} \quad (4.3)$$

Conhecido o valor do prémio de participação em mercado teórico aplicável a cada hora, a próxima etapa consistiu na averiguação de se o mesmo cumpria ou não os requisitos legais resumidos na figura 3.6. Desta forma, e através da aplicação das equações 4.4 e 4.5, foram criadas duas colunas representativas da tarifa mínima e máxima passível de ser obtida a cada hora do ano, correspondendo esses limites simplesmente a  $1.3 \times T_{ref}$  e  $0.8 \times T_{ref}$ , respetivamente.

$$Tarifa\ Mínima_h = 0.8 \times T_{ref_h} \quad (4.4)$$

$$Tarifa\ Máxima_h = 1.3 \times T_{ref_h} \quad (4.5)$$

Considerando estes valores limite, e através da aplicação da equação 4.6, foi criada uma coluna intermédia denominada de "*Tarifa Teórica*" que simplesmente apresentava o resultado da tarifa que seria recebida caso, em cada hora, o prémio de participação em mercado a aplicar correspondesse sempre a 50% da tarifa de referência.

$$Tarifa\ Teórica_h = PM_h + PPMT_h \quad (4.6)$$

Através da análise desse valor, bem como dos limites mínimos e máximos para a tarifa que se encontravam presentes na legislação foi possível observar que, sobretudo em horas de super vazio e de vazio normal, muitas vezes a tarifa teórica se encontrava abaixo da mínima definida. Tal como havia sido analisado no subcapítulo 3.9.3, a legislação previa as correções a efetuar no prémio de forma a que a tarifa efetivamente recebida se encontrasse dentro dos limites pretendidos. Tendo em consideração as restrições presentes na figura 3.6 foi implementada uma coluna denominada de "Prémio de Participação em Mercado Efetivo" que, para cada uma das 8760 horas do ano, verificava a conformidade da situação em consideração com as restrições presentes na referida figura, determinado posteriormente qual o valor do prémio de participação em mercado aplicável.

Conhecido o valor do prémio de participação em mercado que efetivamente seria devido em cada hora, bem como o valor de mercado horário, a tarifa a que a cogeração venderia a eletricidade produzida em mercados poderia ser calculada simplesmente através da aplicação da equação 4.7.

$$Tarifa\ de\ Venda_h = PM_h + PPME_h \quad (4.7)$$

Nesta equação:

- Tarifa de Venda<sub>h</sub>, corresponde à tarifa a que seria remunerada a eletricidade produzida em cogeração na hora “h”, do mês “m”, do ano de 2014, aquando do enquadramento da central na modalidade geral do DL n.º 23/2010.
- PM<sub>h</sub>, corresponde ao preço de mercado verificado na hora “h”, do mês “m”, do ano de 2014.
- PPME<sub>h</sub>, corresponde ao prémio de participação em mercado que seria efetivamente recebido na hora “h”, do mês “m”, do ano de 2014 caso a central tivesse sido enquadrada na modalidade geral do DL n.º 23/2010.

Concluída a determinação da tarifa de venda horária que seria paga pela eletricidade produzida em cogeração caso a mesma tivesse optado pela passagem à modalidade geral do DL n.º 23/2010, apenas permanece em falta o cálculo da remuneração que seria obtida em cada hora (Remuneração<sub>h</sub>), podendo a mesma ser calculada simplesmente através da aplicação da equação 4.8.

$$\text{Remuneração}_h = \text{Tarifa de Venda}_h \times EEPL_h \quad (4.8)$$

Estando ciente destas particularidades da simulação horária, apresenta-se de seguida a tabela 4.4 na qual se demonstra, ainda que apenas para um dia, a implementação efetuada. Na tabela, a escolha recaiu pelo dia 2 de Janeiro de 2014 uma vez que este se apresentou como sendo um dia útil (quinta-feira), o que significa que a central se encontrou a funcionar normalmente, algo que não sucedeu por exemplo no dia 1 de Janeiro devido ao facto do dia da passagem de ano ser feriado nacional.

Tabela 4.4: Simulação para o dia 2 de Janeiro de 2014 da remuneração horária que a central de cogeração receberia caso tivesse optado pela passagem para a MG do DL n.º 23/2010.

Data	Dia	Hora	Venda ao CUR (MWh)	Preço de Mercado [PM] (€/MWh)	Tarifa de Referência (€/MWh)	PPM Teórico (€/MWh)	Tarifa Mínima (€/MWh)	Tarifa Teórica (€/MWh)	Tarifa Máxima (€/MWh)	PPM Efetivo (€/MWh)	Tarifa de Venda (€/MWh)	Remuneração Horária
02/01/2014	2	1	0	5,13	90,25	45,125	72,2	50,26	117,325	67,07	72,200	- €
02/01/2014	2	2	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,200	72,200	- €
02/01/2014	2	3	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,200	72,200	- €
02/01/2014	2	4	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,200	72,200	- €
02/01/2014	2	5	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,200	72,200	- €
02/01/2014	2	6	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,200	72,200	- €
02/01/2014	2	7	0,432	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,200	72,200	31,17 €
02/01/2014	2	8	3,890	18,9	90,25	45,125	72,2	64,03	117,325	53,300	72,200	280,82 €
02/01/2014	2	9	3,885	27,2	90,25	45,125	72,2	72,33	117,325	45,125	72,325	280,95 €
02/01/2014	2	10	3,888	36,0	90,25	45,125	72,2	81,13	117,325	45,125	81,125	315,41 €
02/01/2014	2	11	3,886	40,13	90,25	45,125	72,2	85,26	117,325	45,125	85,255	331,32 €
02/01/2014	2	12	3,888	39,56	90,25	45,125	72,2	84,69	117,325	45,125	84,685	329,21 €
02/01/2014	2	13	3,888	39,56	90,25	45,125	72,2	84,69	117,325	45,125	84,685	329,26 €
02/01/2014	2	14	3,886	38,19	90,25	45,125	72,2	83,32	117,325	45,125	83,315	323,78 €
02/01/2014	2	15	3,886	35,2	90,25	45,125	72,2	80,33	117,325	45,125	80,325	312,12 €
02/01/2014	2	16	3,887	34,87	90,25	45,125	72,2	80,00	117,325	45,125	79,995	310,96 €
02/01/2014	2	17	3,886	30,0	90,25	45,125	72,2	75,13	117,325	45,125	75,125	291,94 €
02/01/2014	2	18	3,886	37,12	90,25	45,125	72,2	82,25	117,325	45,125	82,245	319,62 €
02/01/2014	2	19	3,885	40,1	90,25	45,125	72,2	85,23	117,325	45,125	85,225	331,06 €
02/01/2014	2	20	3,883	40,88	90,25	45,125	72,2	86,01	117,325	45,125	86,005	333,94 €
02/01/2014	2	21	3,884	40,88	90,25	45,125	72,2	86,01	117,325	45,125	86,005	334,06 €
02/01/2014	2	22	3,882	37,12	90,25	45,125	72,2	82,25	117,325	45,125	82,245	319,28 €
02/01/2014	2	23	3,861	35,11	90,25	45,125	72,2	80,24	117,325	45,125	80,235	309,77 €
02/01/2014	2	24	3,861	25,1	90,25	45,125	72,2	70,23	117,325	47,100	72,2	278,75 €
<b>Total</b>	-	-	66,442	-	-	-	-	-	-	-	-	5 363,42 €
<b>Média</b>	-	-	2,768	25,044	-	-	-	70,169	-	53,231	78,275	223,48 €

Apesar de por questões relacionadas com a economia de espaço apenas se apresentar a simulação efetuada para um dia tomado como exemplo, importa referir que a simulação foi aplicada aos 365 dias do ano. De forma a que se torne possível retirar as necessárias conclusões, os valores obtidos serão transformados para uma base mensal através da simples soma para cada mês do valor da remuneração corresponde a cada uma das suas horas.

## 4.6 Cenário 3: Enquadramento na submodalidade B do DL n.º 68-A/2015

Recentemente, e tal como analisado no subcapítulo 3.13, foi publicada a nova legislação que tutela o setor da cogeração e que vêm impor ao mesmo várias alterações relevantes. A principal dessas modificações consistiu em, tal como observado, subdividir a modalidade geral em duas submodalidades destinando-se uma delas ao autoconsumo. No entanto, e tendo em consideração o estudo que se pretendeu realizar neste capítulo, para que a nova legislação fosse abordada a mesma teria de ser aplicável a situações "tradicionais" de cogeração, correspondendo as mesmas à entrega à rede da totalidade da energia elétrica produzida. Desta forma, e de acordo com o exposto no DL n.º 68-A/2015, essa possibilidade continua a se encontrar prevista quer na modalidade especial, quer na submodalidade B da modalidade geral. Dadas as semelhanças existentes entre a modalidade especial prevista no DL n.º 23/2010 e a mesma modalidade na nova legislação, tal como visto no subcapítulo 4.4, a abordagem seguida passou pela junção das duas até porque,

para além das semelhanças existentes, ainda permanece em falta uma nova portaria que defina as especificidades do prémio de elevada eficiência a aplicar. [3, 10, 56]

No entanto, tendo em consideração o n.º 6 do artigo 4.º-B da nova legislação, procedimento semelhante não pode ser adotado no caso da modalidade geral uma vez que a mesma sofreu uma alteração significativa que conduzirá certamente à obtenção de valores completamente distintos. Através do referido artigo é então compreensível que, caso uma determinada central de cogeração se pretenda enquadrar na submodalidade B da modalidade geral vendendo a totalidade da energia produzida em mercados organizados, a mesma apenas será remunerada com o montante correspondente ao preço de mercado verificado na hora em questão, não estando assim previsto o pagamento de qualquer prémio. [3]

Tendo por base o exposto, e para que fosse simulada a remuneração obtida nesta submodalidade, o procedimento implementado consistiu somente na adaptação daquele que havia sido utilizado no subcapítulo anterior, tendo sido retirados os parâmetros necessários à determinação do prémio de participação em mercado. Desta forma, a remuneração passível de ser obtida em cada hora pode simplesmente ser dada pela aplicação da equação 4.9.

$$Remuneração_h = PM_h \times EEPL_h \quad (4.9)$$

Mais uma vez, tal como realizado no subcapítulo anterior, apenas se apresentam os dados referentes a um dia exemplo, sendo que posteriormente os mesmos alvo de uma passagem a base mensal de forma a que se torne exequível com um maior grau de simplicidade a execução de uma adequada comparação entre os vários cenários definidos. Ainda assim, e mesmo antes desse procedimento ser implementado, é facilmente compreensível que esta situação se revelará menos favorável do que a modalidade geral no âmbito do DL n.º 23/2010 uma vez que o prémio de participação em mercado, que na maioria das horas corresponderia a um valor de aproximadamente 45 €/MWh (50% da tarifa de referência), deixa de ser aplicável.



Tabela 4.5: Simulação para o dia 2 de Janeiro de 2014 da remuneração horária que a central em estudo receberia caso opte pela passagem para a submodalidade B do DL n.º 68-A/2015.

Data	Dia	Hora	Venda ao CUR (MWh)	Preço Mercado [PM] (€/MWh)	Remuneração Horária
02/01/2014	2	1	0	5,13	- €
02/01/2014	2	2	0	0	- €
02/01/2014	2	3	0	0	- €
02/01/2014	2	4	0	0	- €
02/01/2014	2	5	0	0	- €
02/01/2014	2	6	0	0	- €
02/01/2014	2	7	0,432	0	- €
02/01/2014	2	8	3,890	18,9	73,51 €
02/01/2014	2	9	3,885	27,2	105,66 €
02/01/2014	2	10	3,888	36,0	139,97 €
02/01/2014	2	11	3,886	40,13	155,96 €
02/01/2014	2	12	3,888	39,56	153,79 €
02/01/2014	2	13	3,888	39,56	153,81 €
02/01/2014	2	14	3,886	38,19	148,42 €
02/01/2014	2	15	3,886	35,2	136,78 €
02/01/2014	2	16	3,887	34,87	135,55 €
02/01/2014	2	17	3,886	30,0	116,58 €
02/01/2014	2	18	3,886	37,12	144,26 €
02/01/2014	2	19	3,885	40,1	155,77 €
02/01/2014	2	20	3,883	40,88	158,73 €
02/01/2014	2	21	3,884	40,88	158,79 €
02/01/2014	2	22	3,882	37,12	144,10 €
02/01/2014	2	23	3,861	35,11	135,55 €
02/01/2014	2	24	3,861	25,1	96,90 €
<b>Total</b>	-	-	66,442	-	2 314,11 €
<b>Média</b>	-	-	2,768	25,044	96,42 €

## 4.7 Simulação do valor da energia térmica

Concluída a análise das várias possibilidades de remuneração existentes para a energia elétrica produzida em cogeração aquando da sua venda total à RESP, torna-se essencial alargar esse mesmo estudo à energia térmica pois, tal como analisado logo aquando da análise do conceito da cogeração realizado no subcapítulo 2.1, o seu aproveitamento é parte preponderante para que sejam alcançadas as altas eficiências que um sistema deste tipo é capaz de proporcionar. Assim sendo, e tendo em consideração que o valor da energia térmica se apresenta como sendo constante independentemente do regime remuneratório em que a cogeração se encontre inserida, a abordagem seguida passou pela determinação do possível valor dessa energia. Conhecendo-se este valor, bem como o montante passível de ser obtido em cada um dos diferentes possíveis enquadramentos, poderá ser realizado para cada um dos cenários em análise um estudo económico mais aprofundado que consiga demonstrar de facto se a soma do valor da energia elétrica com o valor da energia térmica produzidas em cogeração se revela ou não suficientemente interessante para que a realização de novos investimentos possa ser uma realidade.

De forma a atingir o objetivo pretendido neste subcapítulo a abordagem seguida consistiu, numa primeira fase, na reflexão acerca de qual seria a solução alternativa à cogeração que uma unidade industrial utilizaria de forma a suprir adequadamente as suas necessidades térmicas. Assim sendo, a primeira etapa consistiu na pesquisa de quais os valores de referência harmonizados para a produção separada de energia térmica, em cada uma das diferentes tecnologias existentes, e a que a Diretiva 2004/8/CE fazia referência ao dizer que os mesmos teriam de ser revistos pela



primeira vez em 21 de Fevereiro de 2011 e posteriormente de quatro em quatro anos de forma a tomar em consideração a evolução tecnologia passível de ser verificada. Seguindo este procedimento chegou-se à Decisão de Execução 2011/877/UE que, no seu anexo II, e tal como se pode observar na figura 4.6, apresenta os referidos valores de referência harmonizados para a produção separada de energia térmica e que se encontram válidos até ao ano de 2015. Apesar dos mesmos estarem perto de serem revistos importa referir que, de acordo com o exposto no n.º 4 do preâmbulo deste documento, não é expectável que estes valores se alterem uma vez que a eficiência energética das caldeiras se tem mantido praticamente inalterada ao longo dos últimos anos. [8, 108]

	Tipo de combustível	Vapor/água quente	Utilização directa de gases de escape (*)
Materiais sólidos	Carvão de pedra/coque	88	80
	Lignite/briquetes de lignite	86	78
	Turfa/briquetes de turfa	86	78
	Lenha	86	78
	Biomassa agrícola	80	72
	Resíduos biodegradáveis (urbanos)	80	72
	Resíduos não renováveis (urbanos e industriais)	80	72
	Xisto betuminoso	86	78
Líquidos	Petróleo (gasóleo + fuelóleo residual), GPL	89	81
	Biocombustíveis	89	81
	Resíduos biodegradáveis	80	72
	Resíduos não renováveis	80	72
Gásosos	Gás natural	90	82
	Gás de refinaria/hidrogénio	89	81
	Biogás	70	62
	Gases de fornos de coque, gases de altos fornos, outros gases residuais, calor residual recuperado	80	72

Figura 4.6: Valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de energia térmica aplicáveis nas condições normalizadas ISO (temperatura ambiente de 15°C, pressão de 1.013 bar e humidade relativa de 60%). [108]

Conhecidos os valores de eficiência para a produção separada de energia térmica foi considerado que, na inexistência de cogeração, esse tipo de energia que seria necessária ao processo industrial seria produzida com recurso a uma caldeira a GN que apresentasse um rendimento de 90% sendo esta, segundo a Decisão 2011/877/UE, a solução mais eficiente sempre que se pretenda

exclusivamente esse fim [108]. A escolha recaiu nesta solução dado que, sendo considerada pela Comissão Europeia como a mais eficiente, seguramente que aquando da ponderação da instalação de um dispositivo de produção de energia térmica, e caso existam possibilidades para tal, a mesma recairá na solução mais vantajosa que se encontre disponível no mercado uma vez que certamente se pretenderá maximizar o aproveitamento de combustível necessário, minimizando assim os custos necessários à sua aquisição.

Depois de estabelecida a referência em termos de produção térmica, o procedimento com vista à determinação do valor dessa energia consistiu somente em determinar quanto combustível seria necessário adquirir para que uma caldeira a gás natural com uma eficiência de 90% apresentasse a mesma produção térmica que a unidade de cogeração em estudo apresenta, e quais os custos inerentes a essa aquisição. Para tal, o primeiro passo consistiu em através dos dados existentes, provenientes de contadores entálpicos, identificar, para cada mês, a produção de vapor e de água quente e colocar ambos os valores na mesma unidade, que no caso foi o MWh. No caso da produção de água quente, e uma vez que os dados existentes se encontravam em kWh, para obter o valor pretendido bastou dividir os mesmos por 1000. Já no caso da produção de vapor, uma vez que a mesma se encontrava em toneladas (ton), o processo de conversão não foi assim tão elementar exigindo a análise de tabelas termodinâmicas que se apresentam no anexo B.

De forma a efetuar esta conversão, o primeiro passo consistiu na determinação da pressão absoluta sendo a mesma dada pela pressão relativa somada de uma unidade. No caso concreto da unidade em análise, e uma vez que a caldeira funciona a uma pressão relativa de 9.5 bar (que pode ser lida no seu manómetro), a pressão absoluta ( $P_{abs}$ ) é simplesmente 10.5 bar. Conhecido este valor, e recorrendo a uma tabela termodinâmica, é possível observar que apenas é conhecida a entalpia de vapor para pressões de 10 e 11 bar que são, respetivamente, 662.95 e de 663.80 kcal/kg. Desta forma, torna-se necessário recorrer à aplicação de uma interpolação, em que se conhece que para 1 bar a diferença de entalpias foi de 0.85 (663.80 - 662.90), o que equivale a que a  $P_{abs}$  a 10.5 bar seja simplesmente igual ao valor da  $P_{abs}$  a 10 bar mais metade da diferença de entalpias que corresponde a 0.425 e perfaz uma entalpia de 663.375 kcal/kg. No entanto, uma vez que se pretende converter este valor para kWh/kg, o mesmo deve, segundo várias tabelas de conversão existentes, ser dividido pelo fator 859.485 para que posteriormente, aquando da sua multiplicação pela produção de vapor em cogeração em kg, se obtenha um valor em kWh que, subsequentemente, e por razões de conveniência, será apresentado em MWh [109, 110]. Resumindo todo este processo, de forma a converter a produção de vapor dada em toneladas para unidades de energia, que neste caso será o MWh, basta que a mesma seja multiplicada pelo fator 0.7715, fator esse que corresponde ao quociente  $\frac{663.375}{859.485}$ .

Completa a conversão de unidades acima descrita foi possível obter a quantidade de energia térmica produzida em cogeração em cada mês ( $PETC_m$ ) através da simples aplicação da equação 4.10.

$$PETC_m = PVP_m + PAQ_m \quad (4.10)$$

Onde:

- $PETC_m$  representa a produção total de energia térmica em cogeração para a central exemplo em consideração, no mês “m” de 2014. [MWh]
- $PVP_m$  representa o vapor de cogeração que é produzido pela central em consideração no mês “m” de 2014. [MWh]
- $PAQ_m$  representa a água quente que é produzida pela central em consideração no mês “m” de 2014. [MWh]

Tendo conhecimento do total de produção de energia térmica em cogeração, e tomando em consideração o valor de referência harmonizado para a melhor tecnologia de produção de água quente e vapor que, segundo a Decisão 2011/877/UE, corresponde a uma caldeira a gás natural com uma eficiência de 90%, foi possível determinar a quantidade de energia necessária para a obtenção da referida produção térmica [108]. Esse valor, denominado de (EPT), foi então determinado pelo simples quociente mensal entre PETC e o valor da eficiência que a melhor solução de produção exclusiva de energia térmica seria capaz de proporcionar (90%). Sabendo essa energia, bem como o poder calorífico inferior do gás (que foi constante ao longo do ano e igual a 10.68 kWh/Nm<sup>3</sup>) é possível, através da aplicação da equação 4.11, determinar a quantidade de gás necessário para que se produza essa mesma energia térmica.

$$GN_m = \frac{EPT_m \times 1000}{PCI_m} \quad (4.11)$$

Nesta equação:

- $GN_m$  corresponde à quantidade de gás natural necessário para que se obtenha, no mês “m” de 2014, a mesma quantidade de energia térmica que a unidade de cogeração em estudo é capaz de fornecer. [Nm<sup>3</sup>]
- $EPT_m$  corresponde à energia necessária para a produção térmica no mês “m” de 2014. [MWh]
- $PCI_m$  corresponde ao poder calorífico inferior do gás no mês “m” de 2014. [kWh/Nm<sup>3</sup>]

Finalmente, depois de ter conhecimento da quantidade de gás natural que seria necessária para a produção numa caldeira da mesma quantidade de energia térmica que a unidade de cogeração aqui em análise é capaz de proporcionar, e uma vez que se teve acesso às faturas de gás natural da mesma, foi possível efetuar uma estimativa do custo do gás natural proporcionando-se assim a obtenção de uma estimativa para o valor da energia térmica. A referida aproximação pode observar-se na tabela 4.6 e a sua necessidade advém do facto de além da fatura de GN ser constituída por várias parcelas, que aumentam a complexidade da sua análise, a informação dos preços deste combustível para clientes industriais não se encontrar disponível nos *websites* dos respetivos fornecedores. Desta forma, sabendo a quantidade de GN (em Nm<sup>3</sup>) consumida em cada mês de 2014 e o seu respetivo custo, facilmente se obtém o valor a pagar pelo Nm<sup>3</sup> de GN, correspondendo este ao valor

efetivo do mesmo uma vez que inclui as diversas parcelas que são parte da fatura. Sabendo estes valores, através de uma simples média aritmética é possível determinar o valor médio do  $\text{Nm}^3$  de GN verificado no ano em análise. Acerca desta aproximação importa apenas referir que a mesma foi feita tendo por base os valores de consumo de GN que foi faturado à central em estudo no ano de 2014 correspondendo assim, não só ao que é efetivamente consumido pelos dois motores que compõem a central, como também aquele que é queimado na caldeira pois, tal como mencionado aquando da descrição desta central, a mesma encontra-se dotada de uma caldeira com queimador adicional que é utilizado em caso de necessidade e que, logicamente, aumenta o consumo total de GN da instalação. Apesar disto, deve ser realçado que os valores que de seguida se apresentarão para produção de vapor e água quente foram exclusivamente obtidos através da cogeração, não apresentando assim os mesmos qualquer produção deste tipo de energia que tenha sido realizada exclusivamente através da queima direta de GN na caldeira.

Tabela 4.6: Estimativa do custo do  $\text{Nm}^3$  de gás natural para o ano de 2014.

Mês	Consumo de Gás Natural ( $\text{Nm}^3$ )	Custo do Gás Natural	Custo do $\text{Nm}^3$ de Gás Natural
Janeiro	487630	202 164,55 €	0,41 €
Fevereiro	403425	167 502,79 €	0,42 €
Março	446155	184 046,43 €	0,41 €
Abril	468520	190 604,30 €	0,41 €
Maio	485623	202 821,29 €	0,42 €
Junho	450492	190 205,30 €	0,42 €
Julho	509183	216 613,32 €	0,43 €
Agosto	434459	187 665,69 €	0,43 €
Setembro	487545	215 894,69 €	0,44 €
Outubro	522786	229 982,69 €	0,44 €
Novembro	479646	215 106,68 €	0,45 €
Dezembro	493548	226 099,52 €	0,46 €
<b>Custo Médio Mensal (€/Nm<sup>3</sup>)</b>			<b>0,428 €</b>

Encontrando-se então explicitado o método de obtenção de todos os dados necessários para a realização de uma estimativa do valor da energia térmica produzida pela unidade de cogeração em estudo, a mesma encontra-se patente na tabela 4.7. Através da análise da referida tabela pode concluir-se que, embora a valorização da energia térmica produzida possa ser inferior à que é obtida pela energia elétrica em qualquer um dos regimes anteriormente analisados, a mesma é significativa apresentando um valor médio mensal em torno dos 54600€, e um valor anual que, no ano de 2014, atingiria mais de 655000€.

Tabela 4.7: Simulação do possível valor da energia térmica produzida pela cogeração considerado que, alternativamente, a mesma seria produzida numa caldeira a GN com uma eficiência de 90%.

Mês	Produção de Vapor em Cogeração (ton)	Produção de Vapor em Cogeração (MWh)	Produção de Água Quente em Cogeração (MWh)	Produção Térmica de Cogeração (MWh)	Energia Necessária para a Produção Térmica (MWh)	Gás Necessário para obter a energia térmica (Nm <sup>3</sup> )	Custo do Gás Natural para produzir a mesma Energia Térmica
Janeiro	803,680	620,039	804,400	1424,439	1582,710	148193,833	63 423,00 €
Fevereiro	765,100	590,275	604,020	1194,295	1326,994	124250,380	53 175,84 €
Março	732,810	565,363	598,930	1164,293	1293,659	121129,101	51 840,01 €
Abril	725,330	559,592	632,940	1192,532	1325,036	124067,009	53 097,36 €
Mai	798,400	615,966	678,400	1294,366	1438,184	134661,423	57 631,49 €
Junho	669,890	516,820	638,870	1155,690	1284,100	120234,096	51 456,98 €
Julho	815,290	628,996	677,000	1305,996	1451,107	135871,435	58 149,34 €
Agosto	550,710	424,873	368,900	793,773	881,970	82581,436	35 342,65 €
Setembro	744,350	574,266	633,570	1207,836	1342,040	125659,179	53 778,77 €
Outubro	899,460	693,933	780,040	1473,973	1637,748	153347,211	65 628,50 €
Novembro	759,380	585,862	711,710	1297,572	1441,746	134994,972	57 774,24 €
Dezembro	759,130	585,669	641,170	1226,839	1363,154	127636,163	54 624,86 €
Total	9023,530	6961,653	7769,950	14731,603	16368,448	1532626,238	655 923,03 €
Média	751,961	580,138	647,496	1227,634	1364,037	127718,853	54 660,25 €

Concluída a determinação do possível valor da energia térmica para o ano de 2014, e que corresponde simplesmente ao valor que na ausência de cogeração o industrial teria de dispor para assegurar a mesma quantidade de produção térmica, este poderia ser um custo a ser imputado pelo cogrador ao cliente, logicamente no caso destes serem entidades distintas.

No entanto, e tendo em consideração que numa fase subsequente do presente trabalho se realizará um estudo de viabilidade, torna-se também necessário transformar os valores obtidos numa tarifa a ser paga pelo cliente industrial por cada MWh de energia térmica que lhe seja entregue. Assim, e uma vez que a esta altura já se conhecem quer os custos mensais que a referida quantidade de energia térmica teria caso não fosse produzida pela cogeração, quer a quantidade total de energia térmica produzida, realizando um quociente entre estes dois parâmetros facilmente se obtém o custo da energia térmica em €/MWh<sub>térmico</sub>. Contudo, e sendo a cogeração uma tecnologia caracterizada pela produção combinada de energia elétrica e térmica, o valor a considerar nos estudos de viabilidade para a valorização da energia térmica não devem ser os 44.525 €/MWh<sub>térmico</sub> provenientes do quociente anteriormente identificado. Desta forma, e para que se realize um estudo adequado, o valor a considerar deve ser o anteriormente referido, multiplicado pela razão calor-eletricidade, sendo assim obtido o valor da energia térmica por MWh<sub>elétrico</sub> produzido. Tal como esperado, através do cálculo dessa razão, na generalidade dos meses foi obtido um valor inferior à unidade significando isto que, por cada MWh de energia elétrica que foi produzida, foi obtida uma quantidade térmica que, em média, foi correspondente 0.842 MWh. Realizando então o produto entre o valor que o MWh<sub>térmico</sub> apresentou no ano em consideração e o valor mensal do rácio calor-eletricidade, foi possível concluir que, em média, aquando da produção de 1 MWh<sub>elétrico</sub> poderia ser considerado que a energia térmica apresentava uma valorização de aproximadamente 37.475 €/MWh. Todos os resultados dos diversos cálculos descritos podem então ser observados na tabela 4.8 abaixo apresentada, através da qual é possível também analisar a variação mensal das produções elétricas e térmicas de cogeração.

Tabela 4.8: Valor equivalente do MWh térmico produzido em cogeração, relativamente à produção separada de energia térmica numa caldeira com uma eficiência de 90%.

Mês	Produção Elétrica de Venda ao CUR (MWh)	Produção Térmica de Cogeração (MWh)	Custo do Gás Natural para produzir a mesma Energia Térmica	Valor do MWh de Energia Térmica (€/MWh <sub>térmico</sub> )	Razao calor-eletricidade	Valor da Energia Térmica aquando da produção combinada (€/MWh <sub>térmico</sub> /MWh <sub>elétrico</sub> )
Janeiro	1536,433	1424,439	63 423,00 €	44,525	0,927	41,279
Fevereiro	1154,843	1194,295	53 175,84 €	44,525	1,034	46,046
Março	1322,250	1164,293	51 840,01 €	44,525	0,881	39,206
Abril	1433,278	1192,532	53 097,36 €	44,525	0,832	37,046
Maior	1507,312	1294,366	57 631,49 €	44,525	0,859	38,235
Junho	1427,261	1155,690	51 456,98 €	44,525	0,810	36,053
Julho	1625,255	1305,996	58 149,34 €	44,525	0,804	35,779
Agosto	1452,933	793,773	35 342,65 €	44,525	0,546	24,325
Setembro	1554,897	1207,836	53 778,77 €	44,525	0,777	34,587
Outubro	1625,190	1473,973	65 628,50 €	44,525	0,907	40,382
Novembro	1459,584	1297,572	57 774,24 €	44,525	0,889	39,583
Dezembro	1469,115	1226,839	54 624,86 €	44,525	0,835	37,182
Total	17568,351	14731,603	655 923,03 €	-	-	-
Média	1464,029	1227,634	54 660,25 €	44,525	0,842	37,475

## 4.8 Simulação do valor total da cogeração em cada cenário

No decorrer dos subcapítulos anteriores foram sendo analisados os possíveis enquadramentos legais para a atividade de cogeração, bem como foram descritos os procedimentos necessários à simulação de cada um deles. Tendo-se então conhecimento do valor da energia elétrica em cada cenário, da possível valorização da energia térmica, e tendo sido fornecido o consumo de GN consumido em cada mês do ano em cogeração, encontram-se reunidas praticamente todas as condições necessárias à determinação do valor total da cogeração em cada um dos cenários simulados. Desta forma, até ao momento permanece apenas em falta a obtenção de um valor mensal para outros custos inerentes à atividade de cogeração. Estes custos cobrem uma ampla gama de situações de que são exemplo os seguros, óleos lubrificantes, químicos para o tratamento do circuito de vapor, energia de *backup*, impostos, rendas, aluguer de espaços, auditorias, etc, sendo no entanto os mais significativos aqueles que se referem às necessidades de manutenção e aos custos de operação. De forma a proceder a uma estimativa mais adequada destes custos, e após o acesso a dados existentes para várias centrais de cogeração, chegou-se à conclusão que estes representam em média cerca de 20% dos custos de aquisição de gás natural, sendo por isso necessária a sua inclusão para a realização de uma correta estimativa.

Tendo em consideração todos estes dados construiu-se a tabela 4.9 onde, para cada mês do ano 2014, se apresentam os dados necessários ao estabelecimento de um procedimento que calcule qual o valor total da cogeração em cada uma das possíveis situações.



Tabela 4.9: Dados necessários à implementação do procedimento de simulação do valor total da cogeração em cada um dos diferentes regimes remuneratórios.

Mês	DL 313/2001	Modalidade Especial (DL 23/2010 ou DL 68-A/2015)	Modalidade Geral (DL 23/2010)	Submodalidade B da Modalidade Geral (DL 68-A/2015)	Valor da Energia Térmica	Custos com Gás Natural	Outros Custos
Janeiro	248 391,19 €	163 488,92 €	135 796,44 €	63 525,32 €	63 423,00 €	171 046,78 €	34 209,36 €
Fevereiro	190 827,54 €	122 881,29 €	89 725,69 €	25 856,90 €	53 175,84 €	129 860,35 €	25 972,07 €
Março	214 019,22 €	140 661,03 €	108 903,30 €	42 660,03 €	51 840,01 €	148 450,22 €	29 690,04 €
Abril	231 621,56 €	151 528,77 €	113 485,69 €	46 390,68 €	53 097,36 €	161 885,16 €	32 377,03 €
Maio	240 631,58 €	159 365,59 €	137 459,41 €	69 720,48 €	57 631,49 €	168 779,81 €	33 755,96 €
Junho	232 800,75 €	150 918,88 €	145 869,28 €	81 899,47 €	51 456,98 €	160 231,04 €	32 046,21 €
Julho	262 130,99 €	172 702,82 €	159 939,59 €	86 697,49 €	58 149,34 €	182 798,93 €	36 559,79 €
Agosto	240 279,99 €	154 382,70 €	144 524,40 €	79 048,01 €	35 342,65 €	162 271,19 €	32 454,24 €
Setembro	259 269,00 €	165 246,71 €	170 230,21 €	100 254,34 €	53 778,77 €	175 369,74 €	35 073,95 €
Outubro	270 592,48 €	172 950,42 €	176 351,79 €	103 837,85 €	65 628,50 €	181 651,11 €	36 330,22 €
Novembro	248 674,93 €	155 327,27 €	148 133,57 €	82 276,88 €	57 774,24 €	161 879,17 €	32 375,83 €
Dezembro	252 392,03 €	156 366,30 €	148 628,27 €	82 290,79 €	54 624,86 €	162 081,60 €	32 416,32 €
Total	2 891 631,26 €	1 865 820,71 €	1 679 047,63 €	864 458,24 €	655 923,03 €	1 966 305,11 €	393 261,02 €
Média	240 969,27 €	155 485,06 €	139 920,64 €	72 038,19 €	54 660,25 €	163 858,76 €	32 771,75 €

Tendo então conhecimento dos parâmetros presentes na tabela 4.9, torna-se facilmente exequível a simulação do valor total da cogeração em cada um dos cenários acima detalhados. Desta forma, e tal como se pode observar na figura 4.7, apresenta-se de seguida esse mesmo valor para o ano de 2014 nos vários cenários que foram considerados e que correspondem quer à central em questão ter permanecido enquadrada no DL n.º 313/2001, quer a mesma ter sido transferida para um dos possíveis enquadramentos legais publicados à posteriori e que prevejam a comercialização da totalidade da produção elétrica. Tal como se compreende da tabela anteriormente apresentada, para cada um dos diferentes cenários o valor total da cogeração corresponde simplesmente à diferença entre os proveitos provenientes da venda de energia elétrica e térmica e os custos com GN e outros necessários ao funcionamento da central.

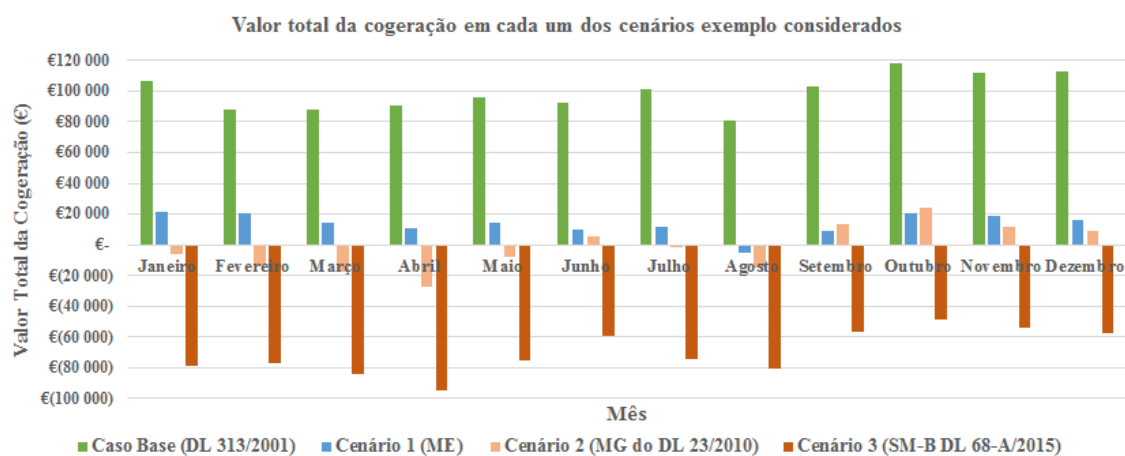


Figura 4.7: Valor total que a cogeração apresentou e apresentaria no ano de 2014 em cada um dos cenários simulados.

## 4.9 Comparação entre os cenários estudados

Concluída a análise da remuneração que a central de cogeração tomada como exemplo obteve nos 12 meses do ano de 2014, bem como do montante que a mesma obteria em cada um dos possíveis cenários explicitados, torna-se interessante comparar os resultados obtidos de forma a que se torne atingível um dos objetivos primordiais deste capítulo e que passa pela perceção de se a manutenção da cogeração no regime remuneratório definido pelo DL n.º 313/2001 em conjunto com a Portaria n.º 58/2012 se revelava, ou não, como sendo a opção mais vantajosa.

Recorrendo à figura 4.7 pode ser claramente compreendida a razão pela qual, todas as cogerações que têm a possibilidade de permanecer no regime remuneratório do DL n.º 313/2001 nem sequer terem equacionado a passagem a qualquer um dos regimes definidos no DL n.º 23/2010 e, certamente, não equacionarem para já a passagem a qualquer uma das modalidades definidas no DL n.º 68-A/2015.

Analizando agora quer a modalidade geral prevista no DL n.º 23/2010, quer a submodalidade B da modalidade geral com venda da totalidade da produção em mercado prevista no DL n.º 68-A/2015 é possível compreender que, para uma central idêntica à tomada como exemplo, se já antes da retirada do prémio de participação em mercado era extremamente complexo obter uma remuneração positiva, a sua extinção vem acabar com qualquer hipótese de rentabilidade. Esta situação torna-se de facto preocupante pois, numa situação idêntica à da central que está a ser tomada como exemplo, terminado o seu período de permanência ao abrigo do anterior regime remuneratório, se já existindo a possibilidade da passagem à modalidade especial se tornará difícil que a central não apresente prejuízos, caso se pretenda que a mesma passe diretamente para o regime de venda da totalidade da produção em mercado, enquadrado na submodalidade B, a mesma certamente encerraria em definitivo. Esta situação deve ser realçada também tendo em consideração que, tal como exposto no subcapítulo 4.1.5, ao abrigo da nova legislação caso a central aqui tomada como exemplo deseje manter-se em funcionamento, pelo menos em 2025 esta terá obrigatoriamente de passar a um regime de modalidade geral, que pode passar pela participação em mercado.

No entanto, e de forma a expor claramente as diferenças existentes entre os vários cenários anteriormente explorados, apresenta-se de seguida a tabela 4.10 através da qual é observável a magnitude da discrepância existente entre a remuneração proporcionada pelo enquadramento no DL n.º 313/2001 e a remuneração passível de ser obtida restantes enquadramentos. Nesta tabela, e tendo em consideração a recente publicação do DL n.º 68-A/2015, é ainda interessante observar na última coluna a diferença existente entre os cenários 1 e 3 correspondentes aos dois possível enquadramentos que serão aplicáveis a novos projetos.



Tabela 4.10: Diferenças existentes no valor total da que a cogeração apresentaria nos vários cenários possíveis.

Mês	Caso Base vs Cenário 1	Caso Base vs Cenário 2	Caso Base vs Cenário 3	Cenário 1 vs Cenário 2	Cenário 1 vs Cenário 3
Janeiro	84 902,27 €	112 594,75 €	184 865,87 €	27 692,49 €	99 963,61 €
Fevereiro	67 946,25 €	101 101,85 €	164 970,64 €	33 155,60 €	97 024,39 €
Março	73 358,19 €	105 115,92 €	171 359,19 €	31 757,73 €	98 001,00 €
Abril	80 092,79 €	118 135,87 €	185 230,88 €	38 043,08 €	105 138,09 €
Maio	81 265,99 €	103 172,17 €	170 911,10 €	21 906,18 €	89 645,11 €
Junho	81 881,87 €	86 931,47 €	150 901,28 €	5 049,59 €	69 019,41 €
Julho	89 428,17 €	102 191,40 €	175 433,50 €	12 763,24 €	86 005,33 €
Agosto	85 897,29 €	95 755,59 €	161 231,98 €	9 858,30 €	75 334,69 €
Setembro	94 022,29 €	89 038,79 €	159 014,66 €	- 4 983,50 €	64 992,36 €
Outubro	97 642,06 €	94 240,69 €	166 754,63 €	- 3 401,36 €	69 112,57 €
Novembro	93 347,66 €	100 541,36 €	166 398,05 €	7 193,70 €	73 050,39 €
Dezembro	96 025,73 €	103 763,76 €	170 101,24 €	7 738,04 €	74 075,52 €
<b>Total</b>	<b>1 025 810,55 €</b>	<b>1 212 583,63 €</b>	<b>2 027 173,02 €</b>	<b>186 773,08 €</b>	<b>1 001 362,47 €</b>
<b>Média</b>	<b>85 484,21 €</b>	<b>101 048,64 €</b>	<b>168 931,09 €</b>	<b>15 564,42 €</b>	<b>83 446,87 €</b>

Através da análise desta tabela é então possível compreender que a diferença no valor total da cogeração do cenário base, correspondente à manutenção no DL n.º 313/2001, apresentaria sempre um valor anual superior em pelo menos 1 milhão de euros relativamente aos restantes cenários. Sendo os custos com GN, outros custos e a valorização da energia térmica idênticos em todos os cenários apresentados facilmente se compreende que esta abissal diferença tem proveniência na superior valorização que a energia elétrica apresentada por regime remuneratório. Para que se possa ter uma melhor compreensão da diferença existente a esse nível, a remuneração passível de ser obtida neste enquadramento é cerca de 55% superior aquela que seria obtida na modalidade especial, cerca de 75% superior à que seria obtida na modalidade geral prevista na anterior legislação e cerca de 275% superior aquela que seria obtida caso a cogeração tivesse de ser enquadrada na submodalidade B da mais recente legislação e optasse por vender a eletricidade produzida em mercado. Sendo assim, através da análise dessa tabela torna-se claramente compreensível a conclusão que já havia sido retirada da análise da figura 4.7.

Apesar de a central tomada como exemplo não ter sido forçada à passagem a uma das duas modalidades definidas na anterior legislação (DL n.º 23/2010), na tabela 4.10 é também apresentada a diferença entre os cenários 1 e 2, correspondentes à passagem ao regime especial e ao regime geral nos moldes do referido enquadramento legal. Tal como é possível de ser observado, considerando a existência do prémio de participação em mercado, a diferença média mensal situar-se-ia em cerca de 15000€, em virtude de uma remuneração que, em média, seria cerca de 13.3% mais elevada para o caso da opção pela modalidade especial. No entanto, nesta situação é de realçar que em meses onde o preço de mercado se encontrasse mais elevado a modalidade geral poderia mesmo permitir que se alcançassem remunerações superiores às que seriam proporcionadas na modalidade especial.

Uma vez que em virtude dos prazos legalmente impostos a mudança descrita no parágrafo anterior não sucedeu, brevemente a central tomada como exemplo terá de alterar o seu enquadramento legal, podendo desta forma optar ou pela passagem à modalidade especial ou pela passagem a uma das submodalidades previstas na nova legislação. Tendo este facto em consideração, a última coluna da referida tabela mostra qual seria a diferença em cada um dos meses, sendo assim mais uma vez perceptível que, caso seja pretendido que a central permaneça em funcionamento, a escolha será mais do que óbvia e recairá logicamente na modalidade especial. Pela análise deste caso pode então ser compreendido que, em virtude da extinção do prémio de participação em mercado que de certa forma equilibrava as duas modalidades, se torna completamente impraticável a opção pela submodalidade B com venda da totalidade da produção em mercado uma vez que o preço médio de mercado é significativamente inferior à tarifa aplicável à modalidade especial. Por outras palavras pode ser afirmado que, ao contrário do que acontecia na legislação anterior onde as modalidades geral e especial praticamente se equivaliam em pelo menos parte do ano, a nova legislação veio inserir uma diferença colossal entre as duas situações aqui estudadas.

Tendo sido visto na figura 4.7 que assim que a central tenha de proceder à passagem para a nova legislação, mesmo que opte pela modalidade especial, terá dificuldades em obter uma remuneração que seja suficiente para cobrir os custos de operação tornou-se interessante compreender a razão de tal se suceder. Ainda antes de o explicar, deve ser realçado que os dados apresentados na referida figura contemplam uma situação teórica representativa do cliente ao qual estivesse a ser fornecida a energia térmica produzida aceitasse remunerar a mesma ao preço que lhe custaria a sua produção numa caldeira a GN com 90% de eficiência. Ora, uma vez que na prática no caso da cogeração não pertencer ao industrial esta situação não se verificaria, teria ainda de ser feito um desconto ao valor considerado o que faria com que o valor total da cogeração apresentado fosse ainda mais reduzido. Passando agora à compreensão das razões que levam à obtenção da situação exposta deve ser notado que, apesar de a central em estudo estar habilitada ao abrigo do DL n.º 23/2010 a ser classificada como sendo de elevada eficiência, a mesma foi desenvolvida à mais de 15 anos. Assim sendo, e tendo em consideração a sua idade, a mesma não atinge logicamente valores de rendimentos elétricos tão elevados como aqueles que são alcançáveis em centrais mais recentes. Este é um fator que se revela tremendamente importante uma vez que uma determinada central, ao apresentar um rendimento elétrico mais elevado, consegue produzir a mesma quantidade de energia elétrica utilizando para tal uma menor quantidade de combustível, o que logicamente apresenta um peso significativo na fatura de GN. Tendo em consideração esta situação, e de forma a que tendo por base os dados reais de uma central se consiga simular a viabilidade de uma central nova nos moldes dos vários cenários desenvolvidos, será estudado no próximo subcapítulo de que forma é que substituindo os motores existentes por um ou mais motores novos, os custos de GN se alterariam e que peso teria essa alteração no valor total que a cogeração apresentaria num ano.

#### 4.10 Simulação do valor total da cogeração considerando uma renovação da central

Tendo por base o exposto na fase final do subcapítulo anterior, e de forma a comprovar que de facto o rendimento elétrico da central tomada como exemplo era reduzido comparativamente às mais atuais soluções disponíveis no mercado, através da aplicação da equação 2.1 calculou-se rendimento elétrico de venda (através do quociente entre a energia elétrica vendida e a energia contida no combustível) para cada um dos meses do ano de 2014, tendo-se obtido a figura 4.8.

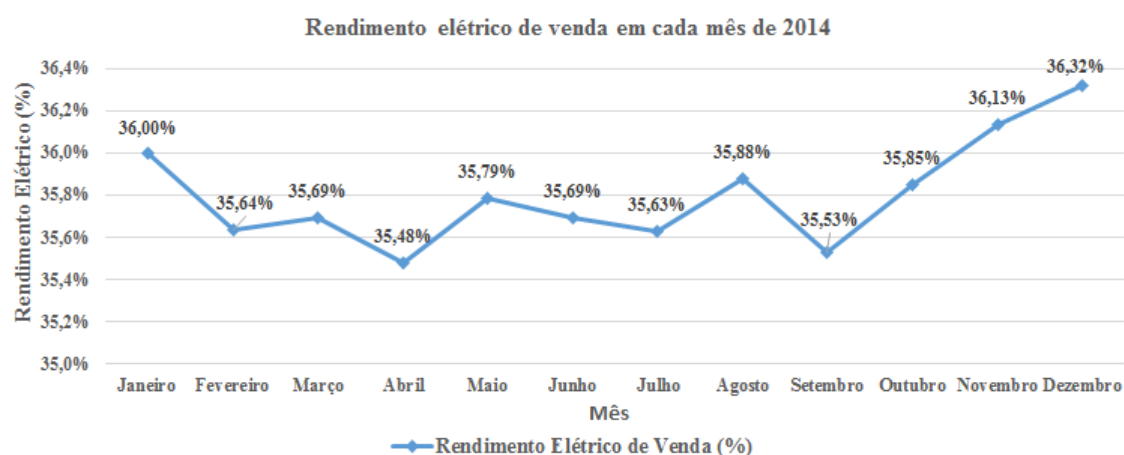


Figura 4.8: Rendimento elétrico de venda apresentado pela central em estudo ao longo dos vários meses que compõe o ano de 2014.

Pela análise da figura 4.8, e através dos cálculos efetuados, chegou-se à conclusão que, em média, no decorrer do ano de 2014 a central exemplo em estudo apresentou um rendimento elétrico de venda de 35.80%, valor este que se apresenta como sendo manifestamente reduzido comparativamente com aquele que é apresentado por motores equivalentes mais recentes. Estes, tal como foi possível constatar através da análise do catálogo de um motor novo que foi recentemente adquirido pela empresa, apresentam rendimentos elétricos bastante mais elevados, sendo que, no caso concreto referido, o mesmo atinge os 45.6% [111]. Apesar da evidente superioridade deste valor deve ter-se em atenção que, de forma a efetuar uma adequada comparação, o mesmo deve ser reduzido para que se considerem os autoconsumos elétricos verificados na central. Sendo assim, após uma análise do valor mensal dos mesmos verificou-se que estes se encontravam em torno dos 3.6%, tendo de ser este valor descontado ao do rendimento elétrico total apresentado no manual do fabricante. Desta forma, considerando um rendimento elétrico de venda de 42%, foi realizada uma simulação de quais os custos de aquisição de GN para que posteriormente fosse estimada a poupança mensal que se verificaria. Além da redução ao nível dos custos necessários à aquisição de GN deve ainda ser realçado que, um motor novo, em virtude da evolução tecnológica verificada apresentará também um encargo mais reduzido na parcela referente aos outros custos, sobretudo devido à otimização ao nível da manutenção que tem sucedido. Desta forma, mantendo o critério

anteriormente explicitado de os considerar como sendo 20% dos custos de aquisição de GN, importa realçar que o valor dos mesmos foi reduzido aquando da comparação com os motores que de facto existem na central. A referida simulação pode ser observada na tabela 4.11, tendo esta servido de base à posterior replicação do procedimento implementado na determinação do valor total da cogeração em cada um dos cenários estudados.

Analisando então o método utilizado na construção da tabela 4.11, o primeiro passo consistiu no cálculo mensal da quantidade de gás natural que seria consumida caso a central apresentasse um rendimento elétrico de venda de 42%, podendo esse mesmo parâmetro ser calculado através da aplicação da equação 4.12.

$$CGN_{central\ nova_m [MWh]} = \frac{EEPL_m}{0.42} \quad (4.12)$$

Nesta equação:

- $CGN_{central\ nova_m [MWh]}$  representa o consumo de gás natural em cogeração, no mês “m” de 2014. [MWh]
- $EEPL_m$  representa à energia elétrica produzida pela cogeração no mês “m” do ano de 2014, excluindo os consumos auxiliares. [MWh]

Sendo conhecido, em MWh, o valor mensal do gás natural que seria consumido caso a central apresentasse um rendimento elétrico de venda de 42%, e uma vez que através da tabela 4.6 se conhece o valor do  $Nm^3$  de GN no ano de 2014, o passo seguinte consistiu simplesmente na aplicação da equação 4.13 para proceder à conversão do consumo de GN de MWh para  $Nm^3$ .

$$CGN_{central\ nova_m [Nm^3]} = \frac{CGN_{central\ nova_m [MWh]}}{PCI_m} \quad (4.13)$$

Onde:

- $CGN_{central\ nova_m [Nm^3]}$  representa o consumo de gás natural em cogeração, no mês “m” de 2014. [ $Nm^3$ ]
- $PCI_m$  corresponde ao poder calorífico inferior do gás no mês “m” de 2014. [kWh/ $Nm^3$ ]

Após a determinação deste parâmetro e, uma vez que tal como anteriormente mencionado é conhecido o valor do  $Nm^3$  de GN, o passo seguinte consistiu na determinação quer dos custos mensais com a aquisição de GN, quer dos outros custos necessários ao funcionamento da central nesta situação. Adicionalmente, e por uma questão de obter uma maior compreensão do impacto que uma remodelação de uma central pode apresentar mensalmente foram também calculados os valores mensais da poupança em gás natural e em outros custos desta situação relativamente à original, onde se considera a central tal como ela atualmente. Todos estes parâmetros são então apresentados na tabela 4.11.

Tabela 4.11: Simulação dos custos de aquisição de GN e outros custos necessários ao funcionamento de uma central com rendimento elétrico de venda de 42%.

Mês	Consumo de Gás numa nova central com $\eta_{el\_venda} = 42\%$ (MWh)	Consumo de Gás numa nova central com $\eta_{el\_venda} = 42\%$ (Nm <sup>3</sup> )	Custos de Aquisição de GN para a central nova	Poupança em GN na nova central	Outros custos inerentes à atividade de cogeração	Poupança em outros custos na central nova
Janeiro	3658,174	342525,638	146 591,81 €	24 454,97 €	29 318,36 €	4 890,99 €
Fevereiro	2749,626	257455,636	110 184,12 €	19 676,23 €	22 036,82 €	3 935,25 €
Março	3148,214	294776,619	126 156,51 €	22 293,72 €	25 231,30 €	4 458,74 €
Abril	3412,567	319528,714	136 749,74 €	25 135,42 €	27 349,95 €	5 027,08 €
Mai	3588,838	336033,530	143 813,36 €	24 966,45 €	28 762,67 €	4 993,29 €
Junho	3398,240	318187,311	136 175,66 €	24 055,39 €	27 235,13 €	4 811,08 €
Julho	3869,655	362327,225	155 066,36 €	27 732,57 €	31 013,27 €	5 546,51 €
Agosto	3459,364	323910,514	138 625,03 €	23 646,16 €	27 725,01 €	4 729,23 €
Setembro	3702,136	346641,921	148 353,47 €	27 016,27 €	29 670,69 €	5 403,25 €
Outubro	3869,500	362312,734	155 060,16 €	26 590,95 €	31 012,03 €	5 318,19 €
Novembro	3475,200	325393,258	139 259,61 €	22 619,56 €	27 851,92 €	4 523,91 €
Dezembro	3497,893	327518,058	140 168,97 €	21 912,63 €	28 033,79 €	4 382,53 €
<b>Total</b>	<b>41829,407</b>	<b>3916611,156</b>	<b>1 676 204,80 €</b>	<b>290 100,32 €</b>	<b>335 240,96 €</b>	<b>58 020,06 €</b>
<b>Média</b>	<b>3485,784</b>	<b>326384,263</b>	<b>139 683,73 €</b>	<b>24 175,03 €</b>	<b>27 936,75 €</b>	<b>4 835,01 €</b>

Através da análise da tabela acima apresentada é então possível compreender a magnitude que uma situação de remodelação da central onde seja substituído o equipamento principal poderá apresentar. Neste caso concreto, considerando que em média existiria um aumento de 6.2% no rendimento elétrico de venda da central é possível compreender que em apenas um ano seriam poupados mais de 335000€ em gás natural, valor esse que ascenderia a mais de 393200€ caso fossem também consideradas as poupanças conseguidas na operação e funcionamento da central.

Concluída então a análise da tabela 4.11, o passo seguinte consistiu na replicação do procedimento implementado aquando da execução do valor total da cogeração considerando desta vez os custos com GN e outros que uma central nova teria. Desta forma, foi possível obter-se a figura 4.9 na qual é possível observar o grande impacto que uma substituição do grupo motor por um mais recente apresenta.

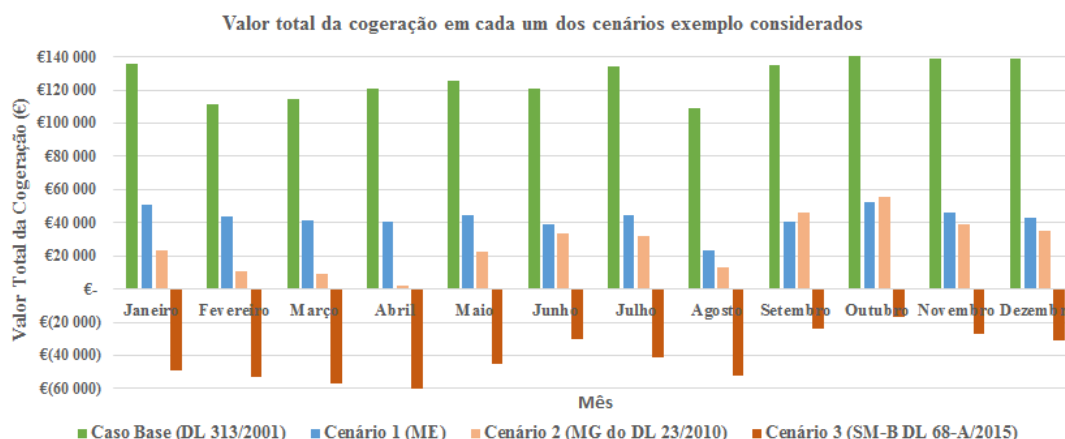


Figura 4.9: Valor total que a cogeração exemplo em estudo apresentaria no ano de 2014 em cada um dos possíveis cenários, tendo por base a consideração de que o grupo motor da mesma era substituído por um novo com rendimento elétrico de venda de 42%.

## 4.11 Comparação entre os cenários estudados considerando uma remodelação da central

Tendo no subcapítulo anterior sido determinadas as diferenças existentes ao nível do valor total que a cogeração apresentaria caso visse o seu grupo motor ser substituído por um mais recente, torna-se agora interessante analisar a magnitude do impacto dessa alteração.

Tal como se torna observável através da análise da figura 4.9, a redução de custos proporcionada pela substituição do grupo motor por um mais recente teria um impacto tal que seria suficiente para que quer a modalidade especial, quer a modalidade geral com venda da totalidade da produção em mercados organizados que era prevista no DL n.º 23/2010 não incorressem em prejuízos em nenhum dos meses do ano. Ainda assim, e mesmo antes de compreender se a remuneração passível de ser obtida nas modalidades anteriormente mencionadas era a suficiente para, não só amortizar o investimento realizado num grupo motor novo, como também proporcionar proveito para o investidor, torna-se possível compreender que, na ausência do prémio de participação em mercado e mantendo a tendência de preços de mercado reduzidos como até aqui, a submodalidade B da modalidade geral do DL n.º 68-A/2015 com venda da totalidade da produção em mercado nunca se apresentará como sendo uma alternativa válida uma vez que nem sequer está próxima de ser suficiente para cobrir os custos de funcionamento da central. Mais uma vez se torna também evidente a enorme discrepância verificada entre a remuneração que seria obtida em cada um dos diferentes regimes remuneratórios sendo ainda visível que, à medida que as sucessivas peças legislativas foram publicas, a situação da cogeração apenas se tornou mais desfavorável.

Uma análise semelhante à apresentada na tabela 4.10 poderia também ser elaborada nesta situação, sendo no entanto a mesma desnecessária uma vez que a alteração realizada com esta consideração impacta de igual forma todos os cenários apresentados, sendo por essa razão a diferença existente nos valores totais da cogeração apresentados fruto das discrepâncias verificadas ao nível da remuneração elétrica existente em cada um dos diferentes enquadramentos remuneratórios.

## 4.12 Custo nivelado de energia simples (*sLCOE*)

O *LCOE*, ou *Levelized Cost of Energy* como é conhecido na literatura anglo-saxónica, corresponde a um indicador económico que permite compreender qual o custo real de produção de eletricidade em diferentes tecnologias. Desta forma, este indicador reveste-se de especial importância uma vez que, para além de permitir a um potencial investidor conhecer qual o custo real da produção elétrica, permite também executar uma adequada comparação com outras tecnologias que podem ou não apresentar características de funcionamento similares. [112, 113, 114]

Na presente dissertação, o cálculo deste indicador será realizado nesta fase de forma a que seja compreendido, para o caso concreto de uma central que apresentasse um regime de produção e de funcionamento similares à da considerada como exemplo, qual seria o valor de proveito necessário, em €/MWh, para que de facto a execução de um investimento desta envergadura tivesse o adequado retorno. Através do conhecimento deste parâmetro poderá ser compreendido se de facto a tarifa capaz de ser proporcionada por cada um dos diferentes enquadramentos legais analisados, juntamente com a que poderia ser obtida pela energia térmica seria ou não suficiente, não só para remunerar adequadamente os custos inerentes ao funcionamento da central, como também para proporcionar um adequado retorno e a criação de algum lucro para o investidor.

Começando então pelo cálculo do valor deste indicador, a abordagem utilizada foi a de, tendo por base os custos de investimento, os de GN e de outros fatores necessários ao funcionamento da central que foram verificados no ano de 2014, determinar, em função do número de horas anuais de funcionamento, o *sLCOE*. A escolha pelo cálculo do *sLCOE* em detrimento do tradicional *LCOE* foi simplesmente baseada na maior simplicidade de cálculo proporcionada e pela sua capacidade de mostrar graficamente qual é o preço mínimo ao qual a energia produzida deve ser remunerada para que o valor atual do projeto no final do seu tempo de vida útil seja nulo. Desta forma, e aplicando as expressões 4.14 e 4.15, foi possível obter-se a figura 4.10, na qual se encontra demonstrado o valor do *sLCOE* em função do número de horas de funcionamento anuais da central. [112]

$$sLCOE = \frac{\text{Custo de Investimento} \times \text{Custo de Capital}}{HF \times P_{medHF}} + \frac{CGN + OC}{EEPL} \quad (4.14)$$

$$\text{Custo de Capital} = \frac{i \times (1 + i)^n}{[(1 + i)^n] - 1} \quad (4.15)$$

Nas expressões acima apresentadas:

- *sLCOE* corresponde ao preço mínimo ao qual a energia produzida por uma central de cogeração deve ser remunerada para que o projeto apresente um valor atual nulo no final do seu tempo de vida útil. [€/MWh]
- Custos de Investimento corresponde ao custo necessário à construção e à instalação de uma central de cogeração semelhante àquela que foi tomada como exemplo. [€]



- Custo de Capital corresponde ao valor ao qual é remunerado o montante investido na central.
- HF corresponde ao número anual de horas de funcionamento da central exemplo em estudo. [h]
- $P_{med_{HF}}$  corresponde à potência média apresentada nas horas de funcionamento. [MW]
- CGN corresponde aos custos anuais com gás natural. [€]
- OC corresponde aos outros custos que anualmente são necessários para um adequado funcionamento da central. [€]
- EEPL corresponde à energia elétrica anualmente produzida pela central exemplo em estudo, excluindo os consumos auxiliares. [MWh]
- $i$  corresponde à taxa de remuneração do capital investido na central. [%]
- $n$  corresponde ao tempo de vida da central. [anos]

Analisando as expressões acima apresentadas deve ser clarificado que, em virtude das especificações deste tipo de projeto, se realizaram pequenos ajustes à expressão de cálculo do *sLCOE* presente em [112] de forma a obter a equação 4.14. Começando pelo primeiro elemento da expressão, no numerador não foi utilizado qualquer valor de custos fixos dado o seu reduzido valor em centrais deste tipo e também devido ao facto de se ter considerado que os outros custos, com exceção dos de GN, representavam 20% dos custos desses custos o que corresponde a afirmar que os mesmos são variáveis. Já no denominador do primeiro elemento da expressão, em detrimento da utilização do produto entre 8.76 e um fator de capacidade, utilizou-se a energia produzida anualmente que foi simplesmente calculada através do produto entre as horas de funcionamento e a potência média verificada nessas mesmas horas. Quanto ao segundo elemento, o mesmo corresponde simplesmente ao quociente entre os custos variáveis (de gás e outros custos) e a energia produzida pela central. Desta forma, a primeira parcela da equação 4.14 corresponde simplesmente a custos relacionados com o investimento, enquanto que a segunda corresponde aos custos de utilização da central. Tal como se pode observar através de uma breve análise dimensional, e tal como pretendido, ambas as parcelas se encontram em €/MWh permitindo assim obter um valor de *sLCOE* nesta unidade. Quanto à equação 4.15, a mesma corresponde apenas à equação de atualização do capital e por isso foi diretamente retirada de [112], não necessitando assim de nenhuma adaptação.

Acerca das equações 4.14 e 4.15 devem ainda ser clarificados quais os valores tomados e que proporcionaram a obtenção do *sLCOE*. Assim, e após a análise de alguns projetos de centrais de cogeração chegou-se à conclusão que uma central semelhante à tomada como exemplo apresenta um custo de investimento na ordem dos 650 €/kW o que equivale a afirmar que a construção de uma central desta envergadura (4000 kW) seria atualmente orçamentada em cerca de 2.6 milhões de euros. Para o cálculo deste parâmetro revelou-se ainda necessário ter conhecimento do tempo de vida útil que uma central deste género apresenta tendo sido considerado, com base nos dados



existentes de centrais em exploração, um período de 20 anos como sendo o intervalo temporal normal de funcionamento de um equipamento deste tipo. Quanto ao custo de capital, o valor tomado foi de 8%, correspondendo este ao valor médio ao qual a empresa se conseguiria financiar através da banca. Já no denominador do primeiro elemento da equação 4.14 é possível encontrar o produto entre  $HF$  e  $P_{medHF}$ . Tal como acima clarificado, o primeiro dos referidos parâmetros corresponde às horas de funcionamento anuais da central de cogeração exemplo em estudo que, para efeitos de determinação do  $sLCOE$ , se considerou como sendo um parâmetro variável. Quanto ao segundo parâmetro, o mesmo corresponde à potência média nas horas de funcionamento, para o qual se tomou o valor de 3.277 MW, valor este que foi obtido através do cálculo da potência média nas horas de funcionamento verificadas no ano de 2014. Acerca do valor apresentado é de referir que o mesmo se apresenta um pouco abaixo do que poderia ser expectável até porque é conhecido que, de forma a maximizar a eficiência uma central deste género, normalmente se coloca a mesma a funcionar à plena carga. No entanto, e uma vez que os tempos de arranque e paragem se apresentam relativamente extensos, existem ao longo do ano diversas horas nas quais a produção se apresenta como sendo bastante reduzida. Este facto origina que se obtenha um valor de potência média mais abaixo daquela a que uma central desta envergadura costuma apresentar em fases posteriores ao arranque e anteriores à paragem e que, de acordo com os dados fornecidos, usualmente se encontrava compreendida entre os 3.8 e os 3.9 MW.

Descrito todo o procedimento envolvente à determinação do  $sLCOE$  para este caso concreto, os resultados obtidos podem ser observados na figura 4.10.

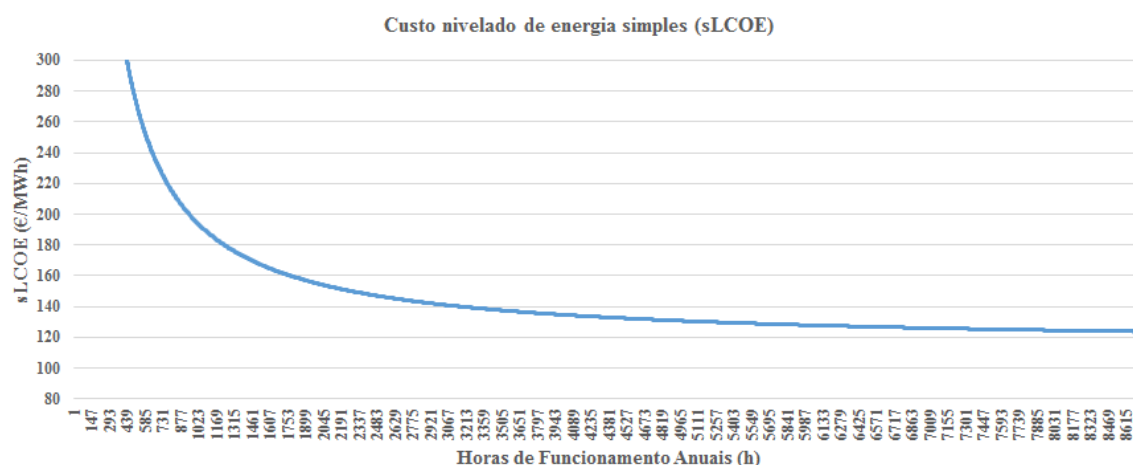


Figura 4.10: Custo de produção em função do número de horas de funcionamento para a central de cogeração exemplo em estudo.

Através da referida figura, onde é possível observar o custo real de produção em função do número de horas de funcionamento anuais para uma central semelhante àquela que foi tomada como exemplo, mas com um rendimento elétrico de venda superior, e tal como seria expectável, quanto maior for esse número de horas, menor será a tarifa necessária para que o investimento apresente retorno. No entanto, apesar da consideração anterior se apresentar como sendo válida deve ser notado que existe ao longo do tempo uma progressiva tendência de estabilização não

sendo assim possível descer de um determinado limiar que, no caso concreto deste projeto, se encontra em torno de 123.716 €/MWh. Por outro lado, sobretudo para unidades que tencionem funcionar por um período temporal inferior a 2000 horas anuais, a referida figura permite também compreender que, na inexistência de um proveito de cogeração bastante elevado, as mesmas nunca apresentariam um adequado retorno.

Acerca do número de horas de funcionamento da central presentes no eixo horizontal, é apenas de realçar que foi realizada uma contabilização do número de horas em cada um dos quatro períodos horários existentes, tendo-se chegado à conclusão que, no ano de 2014 existiram aproximadamente 1043 horas de ponta, 4123 horas de cheia, 2186 horas de vazio e 1408 horas de super vazio. Desta forma, na figura anterior e nas que de seguida se apresentarão, as primeiras 1043 horas corresponderão ao funcionamento exclusivo em horas de ponta, daí em diante até às 5166 horas corresponderá a um regime de funcionamento que compreenda a totalidade das horas de pontas e um determinado número de horas de cheias. Das 5166 horas até às 7352 corresponderá a um regime de funcionamento em pontas, cheias e vazio normal e valores de horas de funcionamento superiores às 5166 horas corresponderão a um regime de funcionamento correspondente ao funcionamento na totalidade das horas de pontas, cheias, vazio normal e um determinado número de horas de super vazio, não podendo logicamente ser ultrapassadas as 8760 horas de funcionamento anuais.

Finalizada a determinação do *sLCOE*, e tendo em consideração o objetivo a atingir no presente capítulo, o passo seguinte consistiu simplesmente em determinar, para cada um dos diferentes enquadramentos possíveis, quais os proveitos proporcionados para que, analisando esses dados em conjunto com o *sLCOE* se torne possível compreender se cada um deles apresentaria ou não uma adequada viabilidade.

Começando apenas por realizar uma análise de viabilidade numa situação onde apenas se considerasse os proveitos provenientes da venda elétrica, existiu a necessidade de determinar qual seria o proveito em cada um dos diferentes possíveis enquadramentos legais estudados. Os referidos proveitos podem ser observados na tabela 4.12 que de seguida se apresenta, encontrando-se os mesmos separados quer pelos cenários estudados, quer pelo tipo de horas em que se considera que a central funcionaria.

Tabela 4.12: Proveitos provenientes da venda de energia elétrica em cada período horário e para cada um dos vários enquadramentos legais estudados.

Enquadramento Legal	Tipo de Hora	Proveito (€/MWh)	Enquadramento Legal	Tipo de Hora	Proveito (€/MWh)
<b>Cenário Base</b> (DL n.º 313/2001)	<b>Ponta</b>	164,600	<b>Cenário 2</b> (Modalidade Geral do DL n.º 23/2010)	<b>Ponta</b>	96,803
	<b>Cheia</b>	164,600		<b>Cheia</b>	93,792
	<b>Vazio</b>	95,468		<b>Vazio</b>	84,912
	<b>Super Vazio</b>	95,468		<b>Super Vazio</b>	80,505
<b>Cenário 1</b> (Modalidade Especial dos DL 23/2010 e 68-A/2015)	<b>Ponta</b>	106,204	<b>Cenário 3</b> (Submodalidade B do DL n.º 68-A/2015)	<b>Ponta</b>	50,931
	<b>Cheia</b>	106,204		<b>Cheia</b>	46,874
	<b>Vazio</b>	85,726		<b>Vazio</b>	35,759
	<b>Super Vazio</b>	85,726		<b>Super Vazio</b>	29,889

Através da tabela 4.12 torna-se mais uma vez compreensível a razão que leva a que o valor total da cogeração em cada um dos diferentes enquadramentos legais estudados se apresente como sendo significativamente distinto.

No cenário base, correspondente à situação de enquadramento da central no DL n.º 313/2001 em conjunto com a Portaria n.º 58/2002, e uma vez que não foi estudado em detalhe todo o procedimento de cálculo da tarifa aplicável ao abrigo do mesmo uma vez que este, aquando do início da presente dissertação, já não era aplicável a novos projetos, o procedimento utilizado consistiu em dividir o montante recebido mensalmente pela produção elétrica entregue à RESP e calcular a tarifa média em cada mês e, posteriormente, a tarifa média anual. Uma vez que, teoricamente, a central apenas funcionou em horas de pontas e cheias, o proveito nessas horas correspondeu à tarifa obtida através do procedimento anteriormente descrito. No entanto, e uma vez que se pretendia a elaboração de uma análise de viabilidade para a totalidade das horas do ano, consultando a Portaria n.º 58/2002 foi possível concluir que, para o caso de a central em estudo optar pela modulação tarifária a mesma teria uma bonificação de 25% em horas de pontas e cheias e uma depreciação de 27.5% em horas de vazio normal e de super vazio. Tendo conhecimento destes valores, tornou-se então possível determinar qual a tarifa média que seria recebida pela central de cogeração em análise caso a mesma funcionasse também nas horas de vazio normal e de super vazio.

Tal como sucede no caso base, também no cenário 1, correspondente ao enquadramento da central na modalidade especial quer do DL n.º 23/2010, quer do DL n.º 68-A/2015, a tarifa que se verificaria em horas de pontas e cheias seria similar e, por sua vez, seria distinta da tarifa aplicável nas horas de vazio normal e super vazio. De forma a atingir este objetivo, e tal como já havia sido feito na obtenção da tabela 4.2, o primeiro passo consistiu simplesmente no acesso ao *website* da DGEG e nele localizar as publicações trimestrais correspondentes às tarifas de referência aplicáveis à cogeração. Conhecido o valor da tarifa de referência aplicável, e tendo também em consideração a opção pela modulação tarifária, o procedimento seguido consistiu em determinar as tarifas médias que seriam aplicáveis nestes dois tipos de período horário, no ano em estudo e para esta central. No entanto, para além disto, teve ainda ser tomado em consideração o valor do prémio de eficiência/elevada eficiência que, tal como anteriormente referido, além de constante ao longo do ano seria ainda independente do regime de funcionamento adotado.

Já no cenário 2, ou seja na simulação do enquadramento na modalidade geral do DL n.º 23/2010, os proveitos seriam distintos em cada um dos quatro períodos tarifários existentes. Desta forma, e para os determinar, o procedimento utilizado passou simplesmente pela utilização da função "média.se" do *Excel* que, em função do período horário, determinou a tarifa média que seria recebida. Este valor de tarifa era simplesmente correspondente à soma do preço de mercado com o prémio de participação que seria aplicável na hora em consideração, dado que esta seria a tarifa que um cogerador enquadrado nesta modalidade receberia.

De forma similar à utilizada no cenário 2, também no cenário 3, correspondente à simulação do enquadramento na submodalidade B do DL n.º 68-A/2015, se utilizou a referida função do *Excel* com a particularidade de, neste caso concreto, a função apenas proceder à determinação do

preço médio de mercado em cada um dos quatro períodos horários existentes.

Compreendido o processo de determinação do *sLCOE*, a contabilização do número de horas de cada tipo e o método utilizado na determinação dos proveitos provenientes da comercialização de energia elétrica em cada um dos regimes estudados, estavam praticamente reunidas as condições necessárias à construção de um gráfico que evidenciasse a viabilidade ou inviabilidade do investimento numa central de cogeração nova, em função do número de horas de funcionamento e aquando do enquadramento em cada um dos cenários estudados. No entanto, tendo em consideração que tal como patente na tabela 4.12 os proveitos provenientes da venda de energia elétrica nos vários períodos horários se apresentam como sendo distintos existiu a necessidade de encontrar um método de os adaptar em função do número de horas de funcionamento. Recorrendo a um exemplo para clarificar a necessidade deste procedimento, numa situação onde a central funcionasse 2000 horas enquadrada no cenário 3, as mesmas seriam repartidas em 1043 horas de ponta e 957 horas de cheias. Assim, seria de todo incorreto considerar que o proveito que a central teria seriam 50.931 €/MWh, mas seria igualmente errado considerar esse proveito como sendo 46.874 €/MWh. Desta forma, e tendo-se em consideração a necessidade de encontrar um método adequado para a determinação dos proveitos nos vários possíveis enquadramentos legais estudados em função do número de horas de funcionamento, desenvolveu-se o método que de seguida se expõe.

- Caso 1: A central funcionar apenas em horas de pontas e por um período temporal anual igual ou inferior a 1043 horas.

Neste caso, e independentemente do número de horas de funcionamento, o proveito a considerar será sempre o presente na tabela 4.12 para o cenário em consideração.

- Caso 2: A central funcionar todas as 1043 horas de ponta mais um determinado número de horas de cheias, não ultrapassando as 5166 horas.

Neste caso, o proveito a receber poderá ser calculado pela equação seguinte, tendo apenas de ser substituídos os valores das tarifas e os valores do número de horas de funcionamento pelos correspondentes.

$$Proveito_{HP+HC} = \frac{T_{med_{HP}} \times N^o_{HP} + T_{med_{HC}} \times (N^o_{HF} - N^o_{HP})}{N^o_{HF}} \quad (4.16)$$

- Caso 3: A central funcionar as 1043 horas de ponta, as 4123 horas de cheias e um determinado número de horas de vazio, não ultrapassando um total de 7352 horas.

Tal como no caso anterior, o proveito a ser recebido pode ser calculado pela equação seguinte, tendo apenas de ser tomada em consideração a necessidade de substituir as tarifas pelas correspondentes às do cenário pretendido e o número de horas de cada tipo pelo valor correto.

$$Proveito_{HP+HC+HV} = \frac{T_{med_{HP}} \times N^o_{HP} + T_{med_{HC}} \times N^o_{HC} + T_{med_{HV}} \times [N^o_{HF} - (N^o_{HP} + N^o_{HC})]}{N^o_{HF}} \quad (4.17)$$

- **Caso 4:** A central funcionar as 1043 horas de ponta, as 4123 horas de cheias, as 2186 horas de vazio e um determinado número de horas de super vazio não podendo naturalmente ultrapassar as 8760 horas.

De forma idêntica à apresentada nos dois casos anteriores também neste, e para a determinação do proveito em cada cenário, os valores de tarifa presentes na equação seguinte têm de ser substituídos pelos correspondentes aos do cenário pretendido e os valores do número de horas de funcionamento em cada período horário têm igualmente de ser permutados por aqueles que anteriormente se apresentaram.

$$\begin{aligned} \text{Proveito}_{HP+HC+HV+HSV} = & \frac{T_{med_{HP}} \times N^0_{HP} + T_{med_{HC}} \times N^0_{HC} + T_{med_{HV}} \times N^0_{HV}}{N^0_{HF}} \\ & + \frac{T_{med_{HSV}} \times [N^0_{HF} - (N^0_{HP} + N^0_{HC} + N^0_{HV})]}{N^0_{HF}} \end{aligned} \quad (4.18)$$

### 4.13 Viabilidade/inviabilidade da cogeração nos vários cenários

Concluída a apresentação do procedimento necessário à determinação do *sLCOE*, bem como dos proveitos passíveis de serem obtidos em função do número de horas de funcionamento em cada um dos cenários legais estudados, e de forma a dar resposta ao objetivo primordial deste capítulo, o passo seguinte consistiu em analisar, para cada uma das modalidades remuneratórias anteriormente explicitadas, se de facto o investimento numa central de cogeração nova, que embora apresentasse uma produção elétrica e térmica similar à da central tomada como exemplo apresentasse um rendimento elétrico superior, se apresentava como sendo uma atividade viável

De forma a alcançar o objetivo proposto, e uma vez que eram conhecidos todos os parâmetros necessários, foi construída a figura 4.11, na qual pode ser analisada a viabilidade de um sistema de cogeração aquando do seu enquadramento nos vários regimes remuneratórios anteriormente apresentados e numa situação de consideração exclusiva como proveitos daqueles que resultariam da comercialização de energia elétrica.

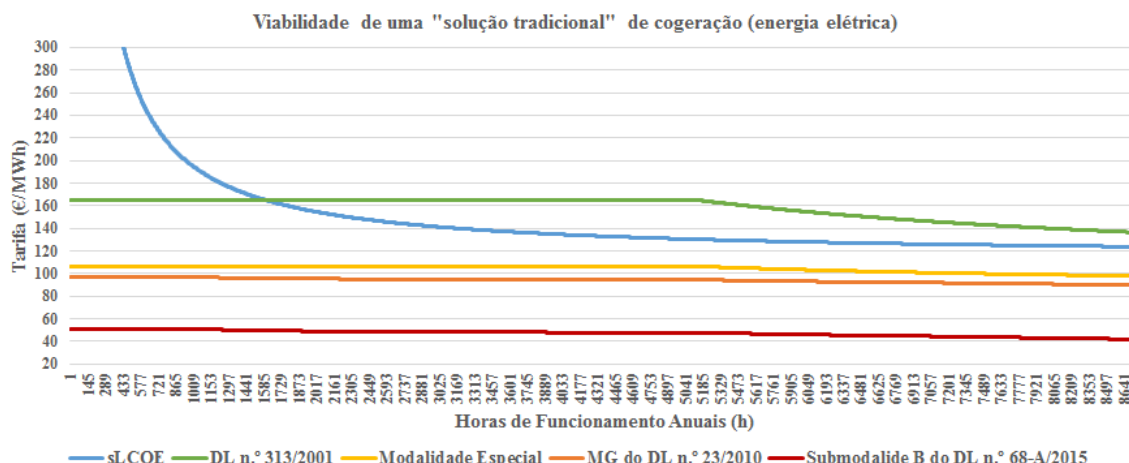


Figura 4.11: Viabilidade de um "sistema tradicional" de cogeração em função do número de horas de funcionamento em vários enquadramentos legais e sendo apenas considerado como proveito aquele que resulta da venda de energia elétrica.

No entanto, e tal como observado ao longo dos capítulos anteriores, para que um sistema de cogeração represente de facto uma mais valia o mesmo deve aproveitar de forma adequada a energia térmica produzida. Desta forma, e estando a cogeração aqui em estudo conectada a um cliente industrial têxtil, a empresa detentora da mesma pode imputar ao referido cliente industrial um custo pela energia térmica que lhe está a fornecer. Tal como analisado na tabela 4.8, para que existisse uma situação de indiferença para o cliente industrial ao adquirir a energia térmica ao cogrador o mesmo deveria pagar-lhe um montante similar àquele que teria de dispor em GN para que obtivesse a mesma produção térmica. No entanto, e uma vez que neste caso concreto ao produzir 1 MWh<sub>elétrico</sub> a central produz também, em média 0.842 MWh<sub>térmico</sub>, a mesma consequência que se obtenha um custo mais reduzido para a produção térmica. Tendo então conhecimento da valorização da energia térmica que, no ano de 2014 seria em média de 37.475 €/MWh<sub>térmico</sub>, o procedimento seguido para analisar a viabilidade numa situação de consideração conjunta dos proveitos provenientes da comercialização de energia elétrica e térmica, consistiu em somar esse valor a cada uma das tarifas apresentadas na tabela 4.12. Seguindo então este procedimento foi possível obter a figura 4.12 na qual se encontra exposta de forma clara a viabilidade ou a inviabilidade de um sistema de cogeração semelhante ao aqui tomado como exemplo aquando do seu enquadramento nos vários enquadramentos remuneratórios estudados.

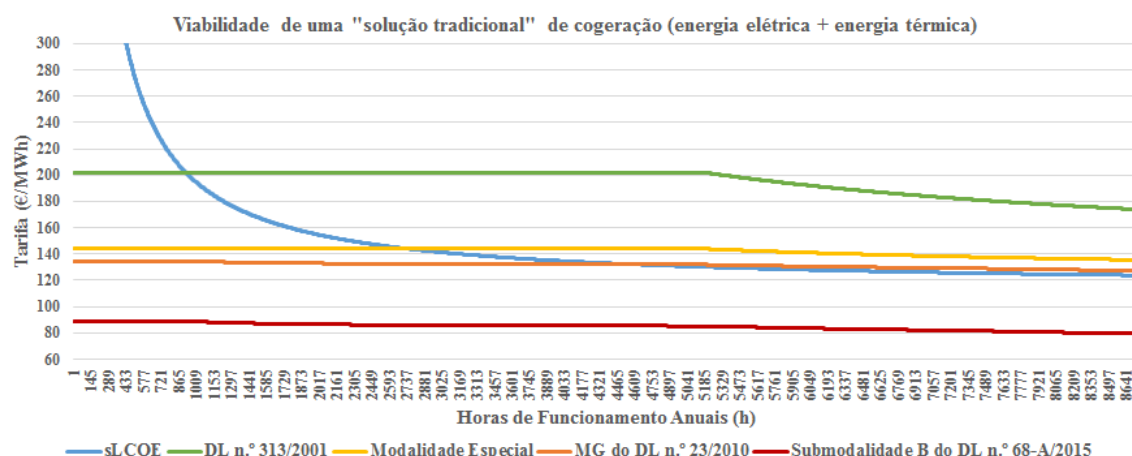


Figura 4.12: Viabilidade de um "sistema tradicional" de cogeração em função do número de horas de funcionamento, em vários enquadramentos legais e considerado como proveitos aqueles que resultam da comercialização dos dois tipos de energia produzida pela central de cogeração.

## 4.14 Conclusões

Finalizado todo o procedimento necessário à execução de um adequado estudo de viabilidade nos vários enquadramentos legais passíveis de serem/terem sido verificados, e que culminou com a obtenção das figuras 4.11 e 4.12, torna-se essencial, através das mesmas, retirar as necessárias ilações.

Começando pela análise da figura 4.11, onde é possível compreender a viabilidade/inviabilidade da atividade de cogeração em Portugal aquando do seu enquadramento numa situação de venda total da eletricidade produzida à RESP e considerando exclusivamente como proveito aquele que resulta da comercialização de energia elétrica. Tal como se pode observar, caso ainda existisse a possibilidade de uma nova unidade de cogeração poder ser enquadrada ao abrigo do DL n.º 313/2001 em conjunto com a Portaria n.º 58/2002 (cenário base representado pela reta a verde na figura), a atividade de cogeração apresentaria-se como sendo perfeitamente viável desde que a unidade em causa funcionasse por um período superior às 1613 horas anuais, correspondendo este ao ponto de interseção entre o *sLCOE* e a tarifa média anual proporcionada por esse regime. Neste caso concreto, a situação ótima de exploração da central residia naquela que atualmente está a ser empregue e que corresponde ao funcionamento na totalidade das horas de pontas e cheias. Desse limiar em diante, e mesmo apresentando-se a cogeração como sendo uma atividade viável, o proveito seria sucessivamente reduzido em função do aumento do número de horas de funcionamento.

Passando agora à análise da modalidade especial, dos DL n.º 23/2010 e n.º 68-A/2015 (cenário 1), e da modalidade geral prevista pelo DL n.º 23/2010 (cenário 2), retas a amarelo e laranja da figura 4.11, respetivamente, é observável que, tal como seria de esperar pela análise do valor total da cogeração apresentado na figura 4.9, as mesmas se apresentem nesta situação como sendo inviáveis. A nível gráfico, essa situação pode ser vista uma vez que ambas as retas que representam



a tarifa média anual recebida pela cogeração quando enquadrada nesses cenários se apresentam bastante abaixo do gráfico do  $sLCOE$ . Esta conclusão já era aliás esperada uma vez que, estando a tarifa elétrica média anual nestes dois cenários abaixo dos cerca de 124 €/MWh necessários à viabilização do projeto, não seria de forma alguma possível que o mesmo proporcionasse um adequado retorno do investimento. Pela análise da figura sai ainda mais uma vez reforçado o facto de que a modalidade especial, apesar de ainda assim não conseguir ser rentável, se apresentar como sendo menos gravosa que a modalidade geral. Acerca destas duas possibilidades deve ser referido que a única possibilidade de uma cogeração enquadrada nos moldes das mesmas apresentar viabilidade reside no facto de a mesma já se encontrar em exploração à tempo suficiente ao abrigo da anterior legislação (DL n.º 313/2001) para que já tivesse o seu investimento amortizado. Caso tal sucedesse, e a mesma passasse para a modalidade especial sem sofrer qualquer remodelação, tal como visto no subcapítulo 4.8 seria possível obter na maioria dos meses algum proveito, podendo o mesmo ser encorajador da permanência da central em funcionamento enquanto não tenha de passar a um regime de mercado. Desta forma, e uma vez que pelo menos até à entrada em vigor da nova legislação não se encontrava previsto de forma explícita o autoconsumo em cogeração, a maioria dos promotores de centrais deste tipo pretendia escoar diretamente a totalidade da sua produção elétrica para a RESP algo que, após a publicação do DL n.º 23/2010, se tornou inviável caso os proveitos resultassem apenas da comercialização de energia elétrica.

Quanto à submodalidade B da modalidade geral do DL n.º 68-A/2015 (cenário 3), e tal como se pode observar de forma absolutamente clara na figura 4.11, a mesma apresentaria na situação em consideração um proveito médio que não atingiria sequer metade daquele que seria necessário para a viabilização do projeto. Desta forma, logicamente que a mesma, pelo menos enquanto não for alterada, ou enquanto o preço de mercado se encontrar em níveis tão reduzidos como acontece atualmente, não será aplicada a novos projetos.

Após o exposto torna-se importante compreender que as conclusões anteriormente apresentadas foram retiradas tendo-se considerado que seria efetuado um investimento numa central nova semelhante à tomada como exemplo mas com um rendimento elétrico mais elevado e que os proveitos resultariam apenas da comercialização de energia elétrica. Desta forma, tomando também em consideração a valorização da energia térmica torna-se possível retirar ilações ligeiramente distintas das que haviam sido alcançadas na situação anteriormente analisada.

Pela análise da figura 4.12 torna-se então compreensível que caso fosse possível enquadrar uma nova central de cogeração dentro dos parâmetros do cenário 1 bastaria que a central funcionasse cerca de 923 horas de ponta por ano para que a mesma se apresentasse no final do seu tempo de vida útil um valor atual nulo. Tal como na situação onde se considerou exclusivamente os proveitos resultantes da comercialização de energia elétrica, a obtenção de um maior proveito corresponderia a uma situação de funcionamento na totalidade das horas de pontas e cheias, sendo no entanto possível obter retorno mesmo que fosse necessário funcionar a totalidade das horas num ano.

Já nos casos do cenário 1 ou do cenário 2 que, no caso da consideração exclusiva dos proveitos provenientes da comercialização de energia elétrica não se apresentavam como sendo viáveis, os



mesmos passam agora a sê-lo ainda que numa gama estreita e onde a margem para o investidor se apresentaria como sendo significativamente reduzida. Assim, para que um sistema de cogeração enquadrado no cenário 1 se apresentasse como sendo viável, o mesmo necessitaria de funcionar pelo menos 2746 horas e atingiria o seu ponto de maior proveito caso funcionasse por um período correspondente à totalidade das horas de pontas e cheias, nas quais o proveito elétrico se apresenta como sendo mais elevado. No caso de um sistema enquadrado no cenário 2, e tal como na situação anterior, o mesmo apresentaria a máxima viabilidade caso funcionasse o mesmo intervalo temporal. No entanto, uma vez que a curva correspondente a esta situação se apresenta mais abaixo da curva do cenário 1 e que apresenta o ponto de interseção com o *sLCOE* apenas nas 4630h, embora viável, o retorno seria ainda mais reduzido.

Finalmente, para o caso do cenário 3, e tal como aconteceu na situação de consideração exclusiva dos proveitos provenientes da venda de energia elétrica, também considerando os proveitos provenientes da comercialização da energia térmica a mesma se apresenta como sendo completamente inviável. Esta é de facto uma situação preocupante uma vez que mesmo na hipótese mais vantajosa possível de ser verificada, e que corresponde a ter-se não só um motor novo com um elevado rendimento elétrico, como também a ter-se uma boa valorização da energia térmica, nesta modalidade será impossível estar sequer próximo de uma situação onde o projeto fosse de facto viável.

Acerca desta nova legislação (cenário 3) devem ainda ser realçados mais dois fatores importantes. O primeiro reside no facto que, em virtude da inaplicabilidade atual do prémio de participação em mercado, se originou a criação de uma discrepância enorme entre a submodalidade B com venda da totalidade da produção em mercado e a modalidade especial, algo que, tal como analisado anteriormente, não se verificava de forma tão evidente na anterior legislação. Já o segundo fator a ser destacado prende-se no facto de a atual legislação prever, para o caso de uma central já existente e que ainda não tenha beneficiado do regime remuneratório previsto na modalidade especial do DL n.º 23/2010 em conjunto com a restante legislação que o complementa, a possibilidade de usufruir do mesmo por um período máximo de 120 meses. Assim sendo, e tendo por base a central tomada como exemplo que termina o seu vínculo no anterior regime em Setembro de 2015, a mesma está habilitada à permanência na modalidade especial do DL n.º 23/2010 por mais 10 anos, existindo no entanto uma depreciação na sua tarifa de referência à taxa de 1% ao ano. Desta forma, e tendo esta central os seus custos de investimento completamente amortizados dada a sua permanência no anterior regime à praticamente 15 anos, caso os custos de aquisição de GN e as necessidades de manutenção não se encontrem em níveis demasiadamente onerosos, a mesma poderá funcionar enquanto a remuneração proporcionada seja suficiente para cobrir os custos.

De maneira a finalizar esta questão deve ainda ser referido que, no cálculo do *sLCOE*, se considerou mais uma vez que os custos necessários à aquisição de GN corresponderiam àqueles que seriam verificados caso fosse instalado um grupo motor mais recente que fosse capaz de proporcionar um rendimento elétrico de venda de 42%. Caso esta consideração não tivesse sido utilizada, e tivessem sido considerados os custos com GN correspondentes aos de uma central

com um rendimento elétrico mais reduzido, de valor semelhante àquele que se verifica na central que foi tomada como exemplo, a curva do *sLCOE* iria ainda estar deslocada mais acima, levando assim a que a discrepância entre a tarifa necessária para a viabilização do projeto e o proveito médio anual que seria obtido nos vários cenários estudados fosse ainda mais acentuada.

Conclui-se através da análise das figuras 4.11 e 4.12 a razão pela qual, tal como visto no subcapítulo 2.8, a atividade da cogeração em Portugal se encontrar num momento delicado onde, para além da inexistência de novos investimentos, se assistiu ao fecho de várias unidades assim que foram forçadas à passagem ao DL n.º 23/2010. Para além disto, e tal como exposto no presente capítulo, não será o enquadramento na modalidade especial, e muito menos na submodalidade B que irá alterar este paradigma, sendo portanto expectável uma continuação da estagnação do investimento em cogeração, pelo menos nesta "situação tradicional" de venda da totalidade da produção à rede.



## Capítulo 5

# Estudo de viabilidade de um sistema de cogeração enquadrado num regime de autoconsumo elétrico e térmico

Ao longo do presente capítulo será implementado o procedimento necessário à execução de um estudo de viabilidade de um sistema de cogeração que se encontre enquadrado numa situação de autoconsumo. Um esquema elétrico representativo de uma situação deste género pode ser observado na figura 5.1, sendo esta distinta da exposta no capítulo anterior pelo facto de mesmo que o cliente industrial e o promotor da cogeração não sejam a mesma entidade, os mesmos encontram-se ligados a um mesmo barramento da RESP.

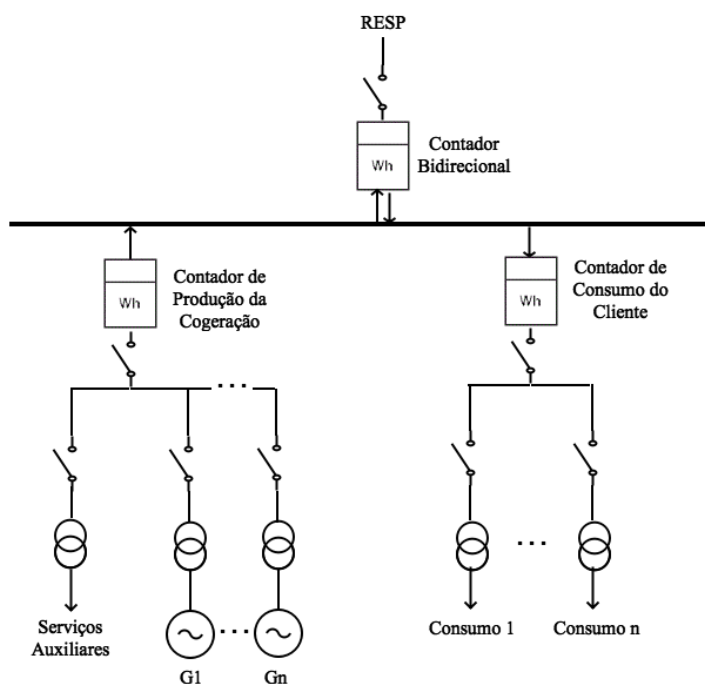


Figura 5.1: Esquema exemplo representativo de uma situação de autoconsumo com cogeração.

Em virtude de ter sucedido uma alteração no enquadramento legal da cogeração no decorrer do presente trabalho, e uma vez que a nova legislação contempla de forma explícita a situação de autoconsumo em cogeração, o presente capítulo será subdividido em duas partes distintas. A primeira delas corresponderá ao estudo de viabilidade de uma situação semelhante à de autoconsumo e que se encontrava contemplada dentro da modalidade geral do DL n.º 23/2010. Por sua vez, na segunda parte constará um estudo de viabilidade de uma situação de autoconsumo ao abrigo do novo enquadramento legal da cogeração, mais precisamente da submodalidade B da modalidade geral do DL n.º 68-A/2015.

De forma a atingir o objetivo proposto, e tal como no capítulo anterior, serão utilizados os dados referentes a uma central de cogeração detida pela empresa onde a presente dissertação se realizou e os dados de um cliente industrial exemplo.

## **5.1 Cliente industrial exemplo**

Sendo o objetivo primordial da presente dissertação a realização de um estudo de viabilidade de um sistema de autoconsumo industrial com cogeração, e sendo conhecidos os dados de uma unidade de cogeração exemplo, para que fosse possível alcançar o pretendido permanecia em falta a obtenção dos dados de consumo elétrico de um cliente industrial exemplo. Tal como facilmente se torna compreensível, idealmente, esses dados deveriam pertencer ao cliente industrial onde a unidade tomada como exemplo se encontra instalada. No entanto, uma vez que por questões de confidencialidade essa informação não foi disponibilizada e, dado que nos moldes atuais a unidade de cogeração em estudo apenas se encontra a fornecer de forma direta ao cliente energia térmica, essa situação teve de ser contornada de outra forma para que fosse possível efetuar uma simulação o mais realista possível.

### **5.1.1 Tratamento dos dados fornecidos**

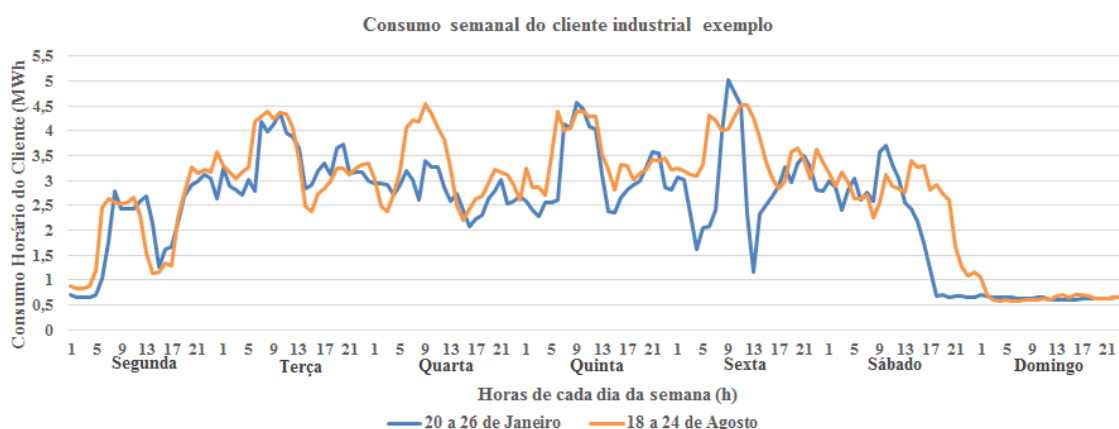
Tendo em consideração o exposto na secção anterior, e após o estabelecimento de um acordo de confidencialidade, foram fornecidos, por parte do orientador e de forma descaracterizada, dados de um cliente que, embora semelhante aquele onde a central de cogeração em estudo se encontra inserida, apresentava uma dimensão mais reduzida. Depois de devidamente analisados os referidos dados chegou-se à conclusão que o cliente industrial ao qual os mesmos respeitavam apresentava, mesmo nas horas onde o seu consumo era mais elevado, um consumo elétrico significativamente inferior à produção da central de cogeração em análise. Uma vez que esta situação se encontrava em sentido oposto ao pretendido, dado que se desejava vender a maior fatia da energia elétrica produzida diretamente ao cliente minimizando assim os excedentes a serem injetados na rede, foi necessário encontrar uma solução que resolvesse esta questão. De forma a equilibrar esta situação da melhor forma possível, e uma vez que não existiam dados de outro cliente que apresentasse um consumo elétrico com um maior grau de similaridade relativamente à produção elétrica fornecida pela central de cogeração em análise, a solução adotada passou pela utilização de um fator multiplicativo nos consumos do mesmo. Esta foi de facto a solução passível de ser implementada e que

em termos práticos corresponderia apenas à situação de a unidade industrial em questão apresentar uma dimensão “n” vezes superior à real, correspondendo “n” ao fator multiplicativo utilizado.

Compreendida a necessidade de aplicação do referido fator multiplicativo, e após uma cuidada análise, chegou-se à conclusão que o mesmo deveria tomar o valor de 4. Através da aplicação deste fator conseguiu-se que, utilizando os dados referentes ao ano 2014, o total dos excedentes representasse menos de 23% do total da energia elétrica produzida em cogeração, obtendo-se desta forma um cenário fidedigno de simulação de uma situação de autoconsumo.

### 5.1.2 Perfil de consumo do cliente industrial exemplo

Concluído o procedimento necessário à determinação de um adequado fator multiplicativo a utilizar para que se obtivesse uma situação próxima da pretendida, e tendo por base os dados do cliente industrial já devidamente afetados pelo fator empregue, o próximo passo consistiu na observação do seu perfil de consumo. De forma a simplificar esta análise foi construída a figura 5.2 na qual é possível observar o consumo do cliente ao longo das várias horas que compõe duas semanas típicas exemplo, respeitando a primeira delas ao período de Inverno (20 a 26 de Janeiro) e a segunda ao período de Verão (18 a 24 de Agosto). Através da análise da referida figura torna-se possível compreender, ainda que em termos gerais, qual o perfil típico de consumo do cliente. Assim, este é um cliente que apresenta um consumo médio em torno dos 2.5 MW, sem grandes variações entre dias da semana consecutivos, com exceção dos Domingos onde é perfeitamente visível que o consumo se encontra em níveis significativamente reduzidos sendo este um indicador claro da menor operacionalidade neste dia. Entre o consumo verificado numa semana típica de Inverno e o consumo verificado numa semana típica de Verão a dispersão não é muito acentuada significando isto que a indústria em questão apresenta uma laboração contínua ao longo de todas as semanas do ano (algo que pôde ser confirmado através da análise da totalidade dos dados).



## 5.2 Simulação da fatura do cliente industrial sem cogeração

Concluída a apresentação do formato de obtenção dos dados do cliente industrial considerado como exemplo, bem como do seu perfil de consumo, o passo seguinte consistiu no desenvolvimento de um procedimento com o intuito de proceder à simulação da fatura do cliente industrial numa situação onde não existisse qualquer unidade de cogeração nas suas instalações. Esta simulação reveste-se de particular importância nos estudos de viabilidade a serem apresentados numa fase posterior uma vez que, caso se demonstre que estes sistemas não sejam capazes de proporcionar adequadas poupanças para os seus promotores, dificilmente os mesmos proliferarão.

### 5.2.1 Determinação do tipo de hora

Tendo em mente o exposto anteriormente, e de forma a implementar a pretendida simulação, o primeiro passo consistiu na determinação, para cada uma das 8760 horas que constituem o ano, do seu tipo (ponta, cheias, vazio ou super vazio). Sabendo que o cliente industrial tomado como exemplo era detentor de um contrato que englobava uma tarifa fixa e a opção pelo ciclo semanal opcional, a caracterização do período horário encontra-se dependente do exposto na figura 5.3.

	horário de Inverno	horário de Verão
segunda a sexta		
ponta	das 17:00 às 22:00	das 14:00 às 17:00
cheias		
	das 00:00 às 00:30	das 00:00 às 00:30
	das 07:30 às 17:00	das 07:30 às 14:00
	das 22:00 às 24:00	das 17:00 às 24:00
vazio		
	das 00:30 às 02:00	das 00:30 às 02:00
	das 06:00 às 07:30	das 06:00 às 07:30
supervazio		
	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
sábados		
cheias		
	das 10:30 às 12:30	das 10:00 às 13:30
	das 17:30 às 22:30	das 19:30 às 23:00
vazio		
	das 00:00 às 03:00	das 00:00 às 03:30
	das 07:00 às 10:30	das 07:30 às 10:00
	das 12:30 às 17:30	das 13:30 às 19:30
	das 22:30 às 24:00	das 23:00 às 24:00
supervazio		
	das 03:00 às 07:00	das 03:30 às 07:30
domingos		
vazio		
	das 00:00 às 04:00	das 00:00 às 04:00
	das 08:00 às 24:00	das 08:00 às 24:00
supervazio		
	das 04:00 às 08:00	das 04:00 às 08:00

Figura 5.3: Períodos tarifários do ciclo semanal opcional. [47]

Tal como se pode observar na figura anterior existem alguns períodos horários de meias horas que, em virtude da simulação implementada ter sido realizada em base horária, tiveram de ser simplificados. Desta forma, o critério seguido foi o de aplicar no simulador o caso em que o cliente pagaria um valor mais reduzido pela eletricidade que consumia, evitando assim a execução de um estudo demasiadamente otimista.

Tendo por base não só a simplificação explicitada, bem como a figura 5.4, foi então possível construir uma tabela auxiliar que, depois da implementação de uma função de procura (em função do dia da semana, do período do ano e da hora), foi utilizada na associação de cada hora ao período horário correspondente. Assim sendo, na folha de cálculo principal foi criada uma coluna denominada de "tipo de hora" que, tendo em consideração a procura realizada na tabela auxiliar implementada, colocava na célula correspondente a cada hora do ano uma das seguintes designações:

- P se a hora em consideração fosse considerada no ciclo semanal opcional como sendo de ponta.
- C se a hora em consideração fosse considerada no ciclo semanal opcional como sendo de cheias.
- V se a hora em consideração fosse considerada no ciclo semanal opcional como sendo de vazio normal.
- SV se a hora em consideração fosse considerada no ciclo semanal opcional como sendo de super vazio.

### 5.2.2 Determinação horária da tarifa elétrica a pagar pelo cliente

Concluído o procedimento necessário ao conhecimento do tipo de hora, a próxima etapa consistiu na determinação, para cada hora, do valor da tarifa elétrica a ser paga pelo cliente. De forma a atingir este objetivo surgiu mais uma dificuldade que residia no facto de que, apesar de terem sido fornecidos os dados de consumo elétrico de um cliente industrial, não terem sido facultados os dados referentes ao custo de aquisição dessa mesma quantidade de energia. Assim sendo, e recorrendo mais uma vez à empresa onde a presente dissertação foi desenvolvida, foi possível ter acesso a apenas uma fatura elétrica do cliente onde a cogeração tomada como exemplo se encontra inserida. Uma vez que este cliente é, tal como o que foi tomado como exemplo, alimentado em média tensão e apresenta uma potência contratada ligeiramente superior à do mesmo (antes da aplicação do fator multiplicativo), foi considerado no estudo realizado que o cliente tomado como exemplo (já depois da inclusão do fator multiplicativo) adquiria eletricidade aos preços obtidos na referida fatura. Através da mesma foi possível obter-se a figura 5.4 na qual, além de encontrarem demonstrados os custos com a aquisição de energia em função do período horário onde a mesma é consumida, se pode compreender também a discrepância que estes custos apresentam ao longo das várias horas. Acerca dos preços apresentados convém apenas realçar que, encontrando-se o



mercado elétrico a funcionar de forma liberalizada, os mesmos podem ser distintos consoante a capacidade negocial do cliente, capacidade essa que usualmente se encontra estreitamente relacionada com a sua potência contratada e o seu dispêndio energético.

Descrição	Preço Unitário €
Energia ativa vazio (medida)	0,05104
Energia ativa ponta (medida)	0,06473
Energia ativa cheias (medida)	0,05898
Energia ativa super vazio (medida)	0,04364

Figura 5.4: Custo de aquisição de energia elétrica por parte do cliente industrial de média tensão utilizado como exemplo. Adaptado da fatura elétrica de Outubro de 2014.

Apesar de na figura acima apresentada não se encontrar clarificada a unidade, os valores apresentados para o custo de aquisição da energia elétrica em função do período horário, apresentam-se em €/kWh. No entanto, de forma a manter o critério utilizado anteriormente, e também por uma questão de legibilidade, os valores de tarifa viram o seu valor convertido para €/MWh.

Conhecido o valor da tarifa elétrica aplicável em cada tipo de hora, e de forma a dar seguimento à construção da folha de cálculo pretendida, foi implementada numa coluna uma condição que, sabendo o tipo de cada uma das horas do ano de 2014 (P, C, V ou SV) colocava na respetiva célula o valor de tarifa aplicável.

### 5.2.3 Determinação das tarifas de acesso às redes a pagar pelo cliente em cada hora

Tendo sido concluída a determinação horária do preço a que o cliente paga a energia que consome, o passo seguinte consistiu na determinação dos restantes encargos que o mesmo tem com essa energia e que correspondem às Tarifas de Acesso às Redes (TAR). Consultando o sítio da internet da ERSE foi possível encontrar a informação pretendida para os clientes enquadrados nos vários níveis de tensão e, tal como se pode observar na figura 5.5, essas mesmas tarifas encontram-se divididas em parte de potência contratada, parte de potência tomada em horas de ponta, parte de energia ativa e parte de energia reativa. [115]

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,958	0,2945
	Contratada	1,058	0,0348
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0338	
	Horas cheias	0,0290	
	Horas de vazio normal	0,0160	
	Horas de super vazio	0,0153	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0335	
	Horas cheias	0,0291	
	Horas de vazio normal	0,0162	
	Horas de super vazio	0,0156	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0246	
	Recebida	0,0185	

Figura 5.5: Tarifas de acesso às redes aplicáveis em 2014 a clientes alimentados em MT. [115]

### 5.2.3.1 Determinação do termo de energia ativa das tarifas de acesso às redes

Começando esta análise pelas tarifas de acesso às redes referentes à energia ativa, o primeiro passo consistiu em, tal como feito anteriormente, passar os valores correspondes a este termo de €/kWh para €/MWh, bastando para tal multiplicar os mesmos por 1000.

Obtidos os referidos valores na unidade pretendida, foi implementada numa outra coluna denominada por "termo de energia ativa TAR" uma condição que, para cada uma das horas do ano, identificasse quer o seu tipo, quer o trimestre a que pertence. Conhecido o resultado dessa verificação era simplesmente colocado em cada uma das 8760 células qual o valor a pagar (em €/MWh), pela parte de energia ativa das tarifas de acesso às redes.

### 5.2.3.2 Determinação do termo de potência contratada das tarifas de acesso às redes

Através da análise da figura 5.5 é possível compreender que, para uma correta determinação do montante a ser pago em tarifas de acesso às redes, existe também a necessidade de proceder ao cálculo do valor a pagar pela potência contratada. Sendo a simulação implementada em base horária, e uma vez que era conhecido o valor deste termo em €/kW.dia, o mesmo foi transformado num valor horário através da simples aplicação do quociente entre o referido valor e o número de horas de cada dia ( $\frac{0,0348}{24}$ ), tendo sido obtido um valor de 0.00145 €/kW.h.

No entanto, uma vez que este valor ainda não se encontrava em unidades que facilitassem os cálculos necessários à realização da pretendida simulação, existiu a necessidade de multiplicar, para cada hora, o valor obtido pela potência que seria contratada pelo cliente industrial em consideração. Uma vez que, aquando da disponibilização dos dados do seu consumo foi também disponibilizado o valor da potência contratada, para que se obtivesse um valor correto existiu a necessidade não só de multiplicar os 0.00145 €/kW.h pelo valor de potência como também pelo fator multiplicativo utilizado que, tal como referido no subcapítulo 5.1.1, foi de 4. Desta forma, e tal como se pode observar na tabela 5.1, o industrial exemplo apresentava uma potência elétrica

instalada de 1632.15 kW e, uma vez que na simulação efetuada o seu consumo quadruplicou, a sua potência contratada teria logicamente de crescer na mesma proporção.

Tabela 5.1: Valores da potência elétrica instalada em cogeração, da potência realmente instalada no cliente industrial exemplo e da potência instalada que se assumiu.

<b>P<sub>instalada em cogeração</sub> (kW)</b>	4000
<b>P<sub>contratada real</sub> (kW)</b>	1632,15
<b>P<sub>contratada assumida</sub> (kW)</b>	6528,6

Sendo conhecida então a potência contratada que o cliente apresentaria caso quadruplicasse o seu valor de consumo é então possível determinar, para cada hora, o valor a pagar pela potência instalada. Esse valor corresponde ao simples produto entre os 0.00145 €/kW.h pelos 6528.6 kW totalizando assim em cada hora aproximadamente 9.47€.

### 5.2.3.3 Determinação do termo de potência em horas de ponta das tarifas de acesso às redes

Completa a determinação quer do termo de energia ativa, quer do termo de potência contratada, um outro parâmetro relacionado com as tarifas de acesso às redes que necessitou de ser determinado foi o termo de potência tomada em horas de ponta. Consultando o Regulamento n.º 468/2012 da ERSE, e tal como se pode observar na figura 5.6 é possível compreender que, para proceder à determinação dos encargos com horas de ponta não basta identificar uma hora como sendo de ponta e multiplicar o seu consumo nessa hora pelo valor presente na figura 5.5. [116]

#### Artigo 164.º

##### Potência em horas de ponta

A potência em horas de ponta ( $P_p$ ) é a potência ativa média calculada de acordo com a fórmula seguinte:

$$P_p = E_p / H_p$$

em que:

$E_p$  - energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

$H_p$  - número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

Figura 5.6: Procedimento necessário ao cálculo dos encargos com a potência em horas de ponta. Adaptado de [116].

Seguindo então o procedimento explicitado na figura 5.6 foi construída a tabela 5.2 onde, tendo por base os dados de consumo horário do cliente afetados pelo fator multiplicativo considerado se determinou, em primeiro lugar e para cada mês de 2014, qual a quantidade energia consumida nas horas de ponta. Conhecendo o valor total da energia consumida mensalmente em horas de ponta, e de forma a determinar o valor mensal do parâmetro  $P_p$ , o passo seguinte consistiu somente na

contabilização para cada mês do número de horas de ponta. Conhecendo ambos os valores tornou-se possível obter qual o valor mensal da potência em horas de ponta através da simples aplicação da equação apresentada na figura 5.6. Sendo assim conhecido quer o valor de  $P_p$ , quer o valor do custo com cada kW tomado em horas de ponta, (presente na figura 5.5) através da simples aplicação da equação 5.1 tornou-se possível a determinação dos encargos mensais que o cliente apresenta com o termo de TAR correspondente à potência tomada em horas de ponta.

$$Custo_{HP_m} = P_{P_m} \times (8.958 \times 1000) \quad (5.1)$$

Nesta equação:

- $Custo_{HP_m}$  traduz o custo no mês “m” de 2014 com a potência tomada em horas de ponta. [€/mês]
- $P_{P_m}$  traduz a potência em horas de ponta no mês “m” de 2014. [MW]
- $(8.958 \times 1000)$  traduz o valor do custo com a potência tomada em horas de ponta. [€/MW.mês]

Determinado este valor de custo, e de forma a facilitar a compreensão da simulação implementada, a etapa seguinte passou pelo cálculo mensal do preço médio a pagar por cada MWh consumido em horas de ponta, podendo esse cálculo ser simplesmente realizado através da equação 5.2.

$$P_{\text{médio energia } HP_m} = \frac{Custo_{HP_m}}{E_{P_m}} \quad (5.2)$$

Na expressão acima apresentada:

- $P_{\text{médio energia } HP_m}$  corresponde ao preço médio da energia consumida em horas de ponta no mês “m” de 2014. [€/MWh]
- $E_{P_m}$  corresponde ao valor da energia consumida em horas de ponta no mês “m” de 2014. [MWh]

Acerca dos cálculos apresentados nas equações 5.1 e 5.2, e cujos resultados se encontram apresentados na tabela 5.2, importa realçar que os mesmos apenas foram realizados em base mensal devido ao exposto no artigo n.º 164 do Regulamento n.º 468/2012 [116]. Desta forma, e tal como se pode compreender através da análise da figura 5.6, o cálculo terá de ser realizado em base mensal em virtude do facto de as faturas energéticas dos clientes serem respeitantes a um período correspondente a um mês. Já o último cálculo, e cujos resultados se apresentam na última coluna da tabela seguinte, visa somente a obtenção de um valor (em €/MWh) que possa desta forma ser aplicado a cada hora de ponta no mês em consideração.

Tabela 5.2: Procedimento implementado na determinação do preço médio mensal da energia consumida em horas de ponta.

Mês	Energia Consumida em Horas de Ponta (MWh)	Nº de Horas de Ponta	Potência em Horas de Ponta (MW)	Custo Mensal com Horas de Ponta	Preço Médio da Energia em Horas de Ponta (€/MWh)
Janeiro	340,183	115	2,958	26 498,78 €	77,896
Fevereiro	309,956	100	3,100	27 765,86 €	89,580
Março	289,816	105	2,760	24 725,45 €	85,314
Abril	166,963	66	2,530	22 661,43 €	135,727
Mai	162,769	66	2,466	22 092,19 €	135,727
Junho	156,929	63	2,491	22 313,81 €	142,190
Julho	183,629	69	2,661	23 839,83 €	129,826
Agosto	179,292	63	2,846	25 493,61 €	142,190
Setembro	173,153	66	2,624	23 501,58 €	135,727
Outubro	340,379	115	2,960	26 514,04 €	77,896
Novembro	300,118	100	3,001	26 884,57 €	89,580
Dezembro	299,054	115	2,600	23 295,01 €	77,896
Total	2902,241	1043	32,997	295 586,17 €	-
Média	241,853	86,917	2,750	24 632,18 €	109,963

Encontrando-se concluída a implementação do procedimento presente no Regulamento n.º 468/2012, foi implementada mais uma etapa no procedimento de cálculo empregue. Nesta, basicamente criou-se uma nova coluna e nela se implementou uma condição que, percorrendo as 8760 horas do ano identificava se cada uma delas era de ponta ou não. Em caso negativo, a célula respetiva era preenchida com o valor 0. Já nos casos afirmativos, ou seja naqueles em que a hora em análise de facto era de ponta, a condição simplesmente colocava consoante o mês a que a referida hora pertencesse um dos 12 valores presentes na última coluna da tabela acima apresentada e que correspondem ao encargo médio que cada hora apresenta no mês em consideração.

#### 5.2.3.4 Determinação do termo de energia reativa das tarifas de acesso às redes

Encontrando-se completa a descrição necessária à compreensão do procedimento implementado no cálculo das várias parcelas das tarifas de acesso às redes, permanece apenas em falta a análise do termo de energia reativa. Este tipo de energia, apesar de ser necessária para que se produza o fluxo magnético necessário ao funcionamento de vários tipos de equipamentos, de que os motores e transformadores são exemplo, “ocupa espaço” no sistema, “espaço” esse que poderia ser utilizado para que fosse transportado um maior fluxo de energia ativa dado que esta é de facto aquela que é necessária para a produção de trabalho. Desta forma, e sabendo-se que o seu consumo aumenta as perdas nas redes e nas instalações dos clientes, o seu dispêndio deve ser controlado e, em caso de necessidade, essa energia deve ser produzida localmente. Cientes desta questão, a grande maioria das empresas que apresentam consumos deste tipo de energia têm nas suas instalações equipamentos de produção local de energia reativa, de que as baterias de condensadores são exemplo. Encontrando-se estes equipamentos presentes na instalação do cliente, além de serem reduzidas as perdas quer nas redes a montante, quer na própria instalação, são também evitados encargos com esta energia. [117]

Tendo em consideração esta realidade, o termo de energia reativa foi desprezado na simulação implementada uma vez que, além de ser conhecido que existem formas de evitar este pagamento que já se encontram largamente difundidas no meio industrial, após analisar várias faturas deste tipo de clientes foi possível compreender que, nos casos onde existe lugar a pagamentos deste termo, o mesmo é completamente desprezável face ao total da fatura. Para sustentar esta afirmação e, uma vez que como referido anteriormente através da empresa onde a presente dissertação foi realizada foi possível ter acesso a uma fatura elétrica do cliente industrial onde a unidade de cogeração utilizada no estudo se situa, apresenta-se na figura 5.7 um excerto dessa mesma fatura respeitante ao encargo com este termo sendo, através da análise da mesma, possível compreender a razão que levou ao desprezo deste termo.

Descrição	Quantidade	Preço Unitário €	Valor Sem Desconto €
(T. Acesso) Reactiva Fornecida	3.154 kVArh	0,01850	58,35

Figura 5.7: Valor a pagar pelo termo de energia reativa das TAR. Adaptado da fatura de Outubro de 2014 do cliente industrial que se encontra mesmo local que a cogeração utilizada no estudo.

Como se pode observar nesta figura, retirada da fatura mensal do referido cliente MT, no mês a que a mesma respeita houve lugar a um pagamento de apenas 58.35€ do termo de energia reativa das tarifas de acesso às redes. Conhecendo este valor e comparando-o com o total da fatura que, no referido mês, totalizou mais de 60000€, rapidamente se conclui que efetuando uma simulação que não o leve em consideração o impacto obtido na veracidade dos resultados não se apresentará como sendo significativo.

#### 5.2.4 Determinação da tarifa total paga pelo cliente em cada hora

Concluídas as explicações necessárias à determinação das tarifas de energia e das várias parcelas das tarifas de acesso às redes a serem pagas em cada tipo de hora, a etapa seguinte consistiu na utilização desses valores horários para determinar qual tarifa efetivamente paga pelo cliente industrial exemplo em cada hora de 2014. No entanto, e para que melhor se compreenda o peso de cada uma das componentes na fatura elétrica de um cliente industrial, o cálculo foi efetuado de forma faseada.

Assim sendo, o primeiro valor a determinar foi o encargo horário com aquisição de energia elétrica, excluindo nesta fase os custos com tarifas de acesso às redes. Sendo conhecido para cada hora o seu tipo, bem como a tarifa de energia aplicável (que se encontra presente na figura 5.4), o encargo horário com aquisição de energia elétrica pôde simplesmente ser calculado de acordo com o exposto na equação 5.3.

$$Custo Energia_h = TE_h + Consumo Cliente_h \quad (5.3)$$

Nesta expressão:

- $Custo\ Energia_h$  representa o custo com energia na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [€]
- $TE_h$  representa a tarifa de energia aplicável na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [€/MWh]
- $Consumo\ Cliente_h$  representa o consumo do cliente na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [MWh]

Concluída a determinação do valor a pagar pela energia elétrica consumida o passo seguinte consistiu na determinação do valor a ser pago pelo cliente em cada hora pelas tarifas de acesso às redes. Tal como exposto nos subcapítulos 5.2.3.1, 5.2.3.2 e 5.2.3.3 existem várias componentes a considerar para este cálculo e, no mesmo, deve ter-se o especial cuidado de manter a coerência entre as unidades uma vez que, enquanto as tarifas de energia ativa e de energia consumida em horas de ponta se encontram em €/MWh, o valor do termo de potência contratada se encontra em €/h. Desta forma, e para que se consiga realizar o cálculo pretendido, aplicou-se a equação 5.4.

$$Custo\ TAR_h = (T_{energia_h} + T_{HP_h}) \times Consumo\ Cliente_h + T_{P_{contratada_h}} \quad (5.4)$$

Nesta equação:

- $Custo\ TAR_h$  corresponde ao valor a pagar na hora “h”, do mês “m”, de 2014 em tarifas de acesso às redes. [€]
- $T_{energia_h}$  corresponde ao termo de energia ativa das tarifas de acesso às redes a pagar na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [€/MWh]
- $T_{HP_h}$  corresponde ao valor do termo de potência tomada em horas de ponta das tarifas de acesso às redes a pagar na hora “h”, do mês, “m” de 2014. [€/MWh]
- $T_{P_{contratada_h}}$  corresponde ao termo de potência contratada das tarifas de acesso às redes a ser pago na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [€]

Conhecendo os custos horários com energia e com tarifas de acesso às redes tornou-se possível determinar o custo horário da eletricidade consumida pelo cliente ( $Custo\ Total_h$ ) através da simples soma das referidas parcelas. Esse cálculo foi então executado através da simples aplicação da equação 5.5, que de seguida se apresenta.

$$Custo\ Total_h = Custo\ Energia_h + Custo\ TAR_h \quad (5.5)$$

Determinado o custo total com a aquisição da energia em cada hora, e sabendo o consumo elétrico em cada hora, foi também possível determinar a tarifa elétrica total que efetivamente foi paga pelo cliente ( $Tarifa\ Efetiva_h$ ) e que engloba não só o valor a pagar pela eletricidade, mas também a totalidade do valor pago em tarifas de acesso às redes. O referido cálculo pôde então ser realizado através da aplicação da equação 5.6 que de seguida se apresenta.

$$Tarifa\ Efetiva_h = \frac{Custo\ Total_h}{Consumo\ Cliente_h} \quad (5.6)$$



Adicionalmente, e tendo em consideração uma situação em que o cliente tomado como exemplo seja abastecido primordialmente por uma unidade de cogeração semelhante à tomada como exemplo, quer em caso de falha da unidade, quer em caso da eletricidade produzida não ser capaz de suprir completamente as necessidades elétricas do mesmo, este será abastecido através RESP. Tendo este fator em conta, numa situação em que cliente industrial e cogrador não sejam uma mesma entidade deve ser tomado em consideração que, como proveito da energia fornecida pela cogeração à indústria não pode ser considerado o montante da tarifa efetivamente paga pelo cliente (calculada na equação 5.6), mas sim esse valor sem o termo de potência contratada. A justificação para tal prende-se simplesmente no facto de que não podendo a cogeração funcionar em pleno nas 8760 horas de um ano existirá sempre a necessidade de abastecimento pela rede e, consequentemente, haverá lugar ao pagamento do termo de potência contratada. Assim, esta tarifa sem o termo de potência contratada pode ser determinada simplesmente através da equação 5.7.

$$Tarifa\ sem\ PC_h = \frac{Custo\ Energia_h + (T_{energia_h} + T_{HP_h}) \times Consumo\ Cliente_h}{Consumo\ Cliente_h} \quad (5.7)$$

Estando finalmente concluída a exposição do procedimento implementado na simulação anual dos custos com aquisição de energia elétrica por parte do cliente, os resultados obtidos podem ser observados na tabela 5.3. Mais uma vez, a mesma apresentará apenas um dia que, mais uma vez, corresponderá a 2 de Janeiro de 2014 pelos motivos anteriormente explicitados.

Tabela 5.3: Procedimento implementado na determinação dos encargos horários para o cliente com a aquisição de energia elétrica.

Data	Dia	Hora	Consumo Cliente (MWh)	Tipo de Hora	Tarifa de Energia (€/MWh)	Termo de Energia Ativa TAR (€/MWh)	Termo de Potência Contratada (€/h)	Termo de Horas de Ponta (€/MWh)	Custo com Energia	Custo com Tarifas de Acesso às Redes	Custo Total	Tarifa Total (€/MWh)	Tarifa sem P <sub>Contratada</sub> (€/MWh)
02/01/2014	2	1	2,35	C	58,98	29,00	9,466	0	168,97 €	77,62 €	246,58 €	104,928	87,98
02/01/2014	2	2	1,964	V	51,04	16,00	9,466	0	111,16 €	40,89 €	152,05 €	77,420	67,04
02/01/2014	2	3	1,948	SV	43,64	15,30	9,466	0	109,48 €	39,27 €	148,75 €	76,360	58,94
02/01/2014	2	4	2,195	SV	43,64	15,30	9,466	0	123,36 €	43,05 €	166,41 €	75,813	58,94
02/01/2014	2	5	2,011	SV	43,64	15,30	9,466	0	113,02 €	40,23 €	153,25 €	76,207	58,94
02/01/2014	2	6	1,799	SV	43,64	15,30	9,466	0	101,10 €	36,99 €	138,09 €	76,762	58,94
02/01/2014	2	7	3,098	V	51,04	16,00	9,466	0	175,35 €	59,03 €	234,38 €	75,656	67,04
02/01/2014	2	8	3,462	C	58,98	29,00	9,466	0	248,92 €	109,86 €	358,78 €	103,634	87,98
02/01/2014	2	9	3,476	C	58,98	29,00	9,466	0	249,92 €	110,27 €	360,19 €	103,623	87,98
02/01/2014	2	10	3,443	C	58,98	29,00	9,466	0	247,55 €	109,31 €	356,87 €	103,649	87,98
02/01/2014	2	11	3,626	C	58,98	29,00	9,466	0	260,71 €	114,62 €	375,33 €	103,511	87,98
02/01/2014	2	12	3,966	C	58,98	29,00	9,466	0	285,16 €	124,48 €	409,64 €	103,287	87,98
02/01/2014	2	13	3,597	C	58,98	29,00	9,466	0	258,62 €	113,78 €	372,40 €	103,532	87,98
02/01/2014	2	14	3,17	C	58,98	29,00	9,466	0	227,92 €	101,40 €	329,32 €	103,886	87,98
02/01/2014	2	15	2,745	C	58,98	29,00	9,466	0	197,37 €	89,07 €	286,44 €	104,349	87,98
02/01/2014	2	16	2,476	C	58,98	29,00	9,466	0	178,02 €	81,27 €	259,29 €	104,723	87,98
02/01/2014	2	17	2,528	C	58,98	29,00	9,466	0	181,76 €	82,78 €	264,54 €	104,645	87,98
02/01/2014	2	18	2,893	P	64,73	33,80	9,466	77,896	218,13 €	332,60 €	550,73 €	190,368	176,426
02/01/2014	2	19	2,964	P	64,73	33,80	9,466	77,896	223,49 €	340,53 €	564,02 €	190,289	176,426
02/01/2014	2	20	2,266	P	64,73	33,80	9,466	77,896	170,86 €	262,57 €	433,43 €	191,273	176,426
02/01/2014	2	21	2,406	P	64,73	33,80	9,466	77,896	181,41 €	278,21 €	459,62 €	191,030	176,426
02/01/2014	2	22	2,56	P	64,73	33,80	9,466	77,896	193,02 €	295,41 €	488,43 €	190,793	176,426
02/01/2014	2	23	2,483	C	58,98	29,00	9,466	0	178,53 €	81,47 €	260,00 €	104,713	87,98
02/01/2014	2	24	2,493	C	58,98	29,00	9,466	0	179,25 €	81,76 €	261,01 €	104,697	87,98
<b>Total</b>	-	-	65,919	-	-	-	227,20 €	-	4 583,08 €	3 046,49 €	7 629,56 €	-	-
<b>Média</b>	-	-	2,747	-	56,96	26,63	-	-	190,96 €	126,94 €	317,90 €	115,21	99,82



Seguindo o procedimento anteriormente descrito, foi possível calcular todos estes parâmetros não só para o dia apresentado como para todo o ano de 2014. Tendo por base esses dados tornou-se interessante compreender qual o preço médio a que o cliente adquiriu energia elétrica em cada uma das 24h de cada dia do ano. De forma a atingir este objetivo bastou que na folha de cálculo utilizada se criasse uma nova coluna e na mesma se aplicasse a função “média.se.s” que não faz mais do que uma média para cada hora, de cada dia da semana, de qual o valor ao qual o cliente adquire a energia elétrica. Seguindo o procedimento descrito foi possível conhecer qual o preço médio a que o cliente adquiriu a energia elétrica que consumiu em cada uma das horas de cada tipo de dia (útil, Sábado ou Domingo) durante o ano de 2014. Após a análise dos valores obtidos rapidamente se compreendeu que devido ao perfil de consumo do cliente, à variação do número de horas de ponta em cada mês e à existência de tarifas de acesso à rede distintas quer consoante o consumo, quer consoante o período do ano, o custo médio de aquisição de energia elétrica nos dias úteis não era exatamente o mesmo. No entanto, e uma vez que se pretendia apresentar em formato gráfico o custo médio de aquisição de energia elétrica em cada uma das 24 horas que compõe os dias úteis, os sábados e os domingos, existiu a necessidade de trabalhar os primeiros. Assim, depois de obter um valor médio horário do custo da energia elétrica consumida em cada um dos cinco dias úteis da semana, foi determinado, para cada hora, uma média dos mesmos, conseguindo-se assim agrupar a informação obtida através da aplicação da função anteriormente mencionada da forma pretendida.

Concluído todo este procedimento foi possível, tal como desejado, construir-se a figura 5.8 na qual se encontra retratado o custo médio de aquisição de energia verificado em cada uma das 24h dos dias úteis, sábados e domingos de 2014. Através da figura precedentemente mencionada torna-se então óbvia a compreensão de que um cliente industrial adquire energia elétrica a um preço bastante elevado em horas de ponta dos dias úteis. Tal como se pode compreender através do anteriormente exposto no presente capítulo, este facto já era expetável em função não só do valor mais elevado do custo de aquisição de energia e do termo de energia ativa das TAR aplicável nestas horas, como também da existência de um termo de potência das TAR exclusivamente aplicável a horas de ponta e que onera significativamente a eletricidade consumida nestes períodos. Desta forma torna-se também perceptível a razão pela qual se encontrava e continua a encontrar prevista na modalidade especial uma bonificação pela energia que é injetada na rede em horas de pontas e cheias. No caso concreto da solução de autoconsumo em estudo, e uma vez que em horas de ponta o consumidor industrial adquire energia elétrica a um preço significativamente mais elevado que nas restantes, rapidamente se compreende que pelo menos nestas horas a cogeração se deve encontrar, sempre que assim seja tecnicamente possível, a funcionar num regime que além de satisfazer o consumo do industrial deva ser o mais próximo possível da plena carga (os dois valores devem ser, idealmente, o mais próximos possível). Caso tal seja verificado, além de ser maximizado o rendimento global da instalação, evita-se ao máximo o abastecimento elétrico por parte da RESP o que auxilia a redução dos encargos com a aquisição de energia nestes períodos.

Pela figura torna-se ainda compreensível que aos fins-de-semana, sobretudo em virtude da inexistência de horas de pontas, os custos médios de aquisição de energia elétrica se apresentam

consideravelmente mais estáveis. Ainda assim é possível constatar que aos Sábados, devido à existência de horas de cheias (que são distintas consoante o período em análise seja de Verão ou de Inverno), os custos de aquisição de energia se apresentam ligeiramente mais variáveis que nos Domingos. Nestes últimos, e em virtude da existência exclusiva de horas de super vazio e de vazio normal, os custos de aquisição de energia apresentam-se semelhantes ao longo do dia variando apenas de forma ligeira aquando da mudança de período horário.

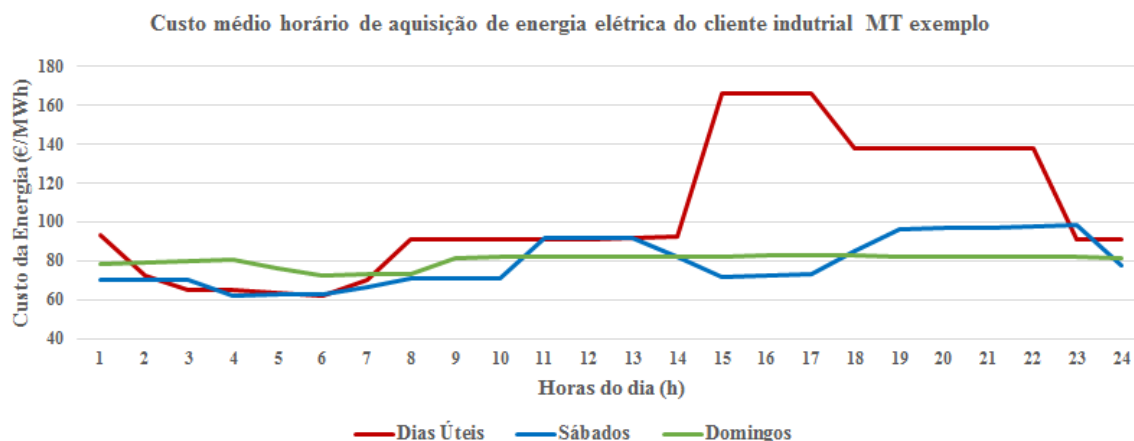


Figura 5.8: Custo médio de aquisição de energia elétrica para o cliente industrial tomado como exemplo em cada uma das 24h dos dias úteis, Sábados e Domingos de 2014.

### 5.2.5 Determinação do montante a ser pago em energia e do montante a ser pago em tarifas de acesso às redes por parte do cliente

Tendo sido calculada na subsecção anterior qual o custo com energia e qual o custo com tarifas de acesso às redes que o cliente tomado como exemplo teria em cada hora de 2014, tornou-se igualmente interessante observar de forma gráfica, e para cada mês, quais os encargos com as tarifas de acesso às redes e quais os encargos com a energia que é consumida. Esta é de facto uma questão a ter em conta uma vez que, aquando do estabelecimento de um contrato de fornecimento de energia elétrica a um cliente desta dimensão, o mesmo apresenta algum poder negocial ao nível da tarifa de energia a ser paga. No entanto, importa também compreender que essa margem negocial não se aplica de forma alguma sobre a totalidade da faturação elétrica uma vez que existe lugar ao pagamento de tarifas de acesso às redes que, sendo fixadas anualmente pela ERSE, não apresentam qualquer margem negocial.

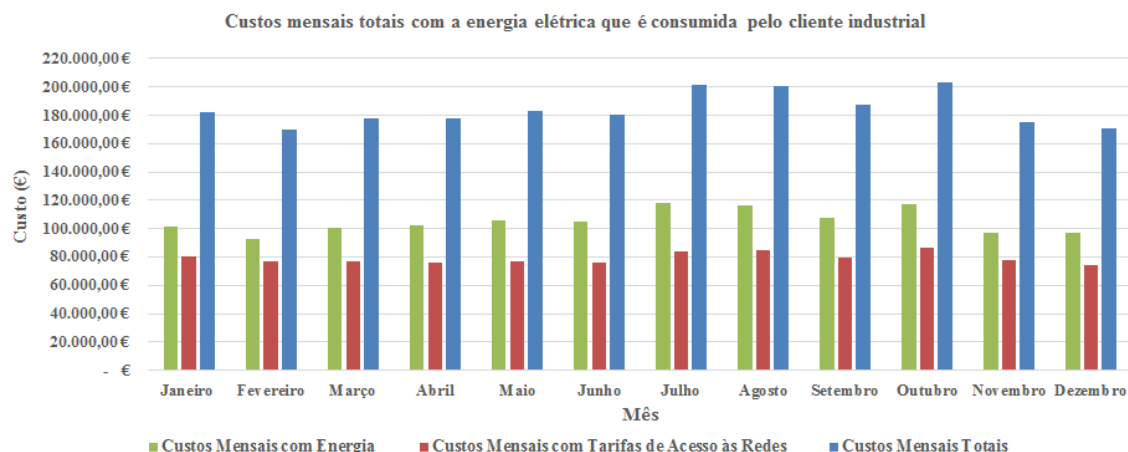


Figura 5.9: Custos em que o cliente industrial tomado como exemplo incorreria ao longo dos vários meses de 2014 na ausência de cogeração.

Analisando os dados que serviram de base à construção da figura acima apresentada tornou-se interessante compreender qual o peso médio que as TAR apresentam no total da fatura. Assim, e neste caso concreto referente ao ano de 2014, em média, as tarifas de acesso às redes representariam cerca de 43%, sendo logicamente os restantes 57% respeitantes aos encargos com a tarifa de energia. Somando os vários custos mensais com energia e tarifas de acesso às redes a serem pagos no referido ano, este cliente apresentaria um encargo com aquisição de energia elétrica que totalizaria cerca de 2210099,05€.

### 5.2.6 Determinação dos encargos com a produção térmica

Encontrando concluída a determinação dos encargos que o cliente industrial tomado com exemplo apresentaria com a aquisição de energia elétrica, torna-se também necessário executar uma simulação dos custos em que este incorreria com a energia térmica que necessita. Atingindo-se este ponto, e dada a inexistência de dados de consumo térmico de qualquer cliente, foi considerado que o cliente industrial tomado como exemplo consumiria, no mínimo, a totalidade da produção térmica produzida pela central de cogeração exemplo.

Desta forma, e numa situação onde o cliente não tivesse o seu abastecimento térmico centrado num sistema de cogeração, o mesmo incorreria em custos, existindo portanto a necessidade de os determinar. Tal como realizado no capítulo anterior, também neste se considerou que, na inexistência de um sistema de cogeração, as necessidades térmicas do cliente seriam satisfeitas com recurso à solução mais eficiente no mercado. Tal como visto, esta passaria pela utilização de uma caldeira a GN com eficiência de 90% e, tendo por base esta informação, o procedimento seguido passou simplesmente pelo cálculo do montante necessário para a aquisição do GN que seria utilizado na caldeira para que fosse obtida uma quantidade de energia térmica idêntica aquela que seria proporcionada pela instalação de cogeração tomada como exemplo.

Encontrando-se este procedimento já implementado na presente dissertação, embora com um fim ligeiramente distinto, não voltarão a ser explicitados os detalhes necessários à sua determinação. Desta forma apresentar-se-á apenas a tabela 5.4 na qual é observável a quantidade de energia térmica produzida em cogeração, a quantidade de GN necessária a essa produção e o custo que isso apresentaria para o cliente. Tal como se pode observar na referida tabela, caso as necessidades térmicas do cliente fossem então idênticas à produção da unidade de cogeração e fossem satisfeitas pela utilização da solução mencionada, o cliente incorreria, em média, num custo de mais de 54660€ mensais, o que no final de 2014 totalizaria cerca de 655923€.

Tabela 5.4: Encargos mensais com GN que o cliente industrial exemplo teria caso não abastecesse as suas necessidades térmicas através do sistema de cogeração tomado como exemplo.

Mês	Produção de Vapor em Cogeração (MWh)	Produção de Água Quente em Cogeração (MWh)	Produção Térmica de Cogeração (MWh)	Energia Necessária para a Produção Térmica (MWh)	Gás Necessário para obter a energia térmica (Nm <sup>3</sup> )	Custo do Gás para produzir a mesma Energia Térmica (sem IVA)
Janeiro	620,039	804,400	1424,439	1582,710	148193,833	63 423,00 €
Fevereiro	590,275	604,020	1194,295	1326,994	124250,380	53 175,84 €
Março	565,363	598,930	1164,293	1293,659	121129,101	51 840,01 €
Abril	559,592	632,940	1192,532	1325,036	124067,009	53 097,36 €
Mai	615,966	678,400	1294,366	1438,184	134661,423	57 631,49 €
Junho	516,820	638,870	1155,690	1284,100	120234,096	51 456,98 €
Julho	628,996	677,000	1305,996	1451,107	135871,435	58 149,34 €
Agosto	424,873	368,900	793,773	881,970	82581,436	35 342,65 €
Setembro	574,266	633,570	1207,836	1342,040	125659,179	53 778,77 €
Outubro	693,933	780,040	1473,973	1637,748	153347,211	65 628,50 €
Novembro	585,862	711,710	1297,572	1441,746	134994,972	57 774,24 €
Dezembro	585,669	641,170	1226,839	1363,154	127636,163	54 624,86 €
<b>Total</b>	<b>6961,653</b>	<b>7769,950</b>	<b>14731,603</b>	<b>16368,448</b>	<b>1532626,238</b>	<b>655 923,03 €</b>
<b>Média</b>	<b>580,138</b>	<b>647,496</b>	<b>1227,634</b>	<b>1364,037</b>	<b>127718,853</b>	<b>54 660,25 €</b>

## 5.3 Fluxos de energia

Tendo sido fornecida a produção elétrica da central de cogeração tomada como exemplo, bem como tendo sido obtidos os dados de consumo do cliente utilizado como exemplo, torna-se crucial conhecer os fluxos de energia que seriam verificados a cada hora numa situação de autoconsumo. De forma a proceder à obtenção dos referidos valores, a primeira etapa consistiu simplesmente na determinação horária de qual seria a quantidade de excedentes elétricos relativamente ao consumo do cliente e de qual seria a quantidade de energia que, sendo produzida em cogeração, seria diretamente entregue ao cliente industrial. Assim, através do emprego das equações 5.8 e 5.9 foi possível determinar estes valores, sendo no entanto de notar a necessidade de implementar uma condição na primeira das equações. A referida condição consiste simplesmente em verificar, para cada hora, se a quantidade de eletricidade produzida em cogeração seria ou não superior ao consumo do cliente. Em caso afirmativo, a mesma colocaria na célula respetiva o valor zero, sendo

desta forma evitada a obtenção de valores de excedentes negativo que, logicamente, não fariam sentido.

$$Excedente_h = Produção\ Efetiva_h - Consumo\ Cliente_h \quad (5.8)$$

Nesta equação:

- $Excedente_h$  corresponde ao valor do excedente elétrico de cogeração relativamente ao consumo do cliente, na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [MWh]
- $Produção\ Efetiva_h$  corresponde à quantidade de energia elétrica produzida pela unidade de cogeração na hora “h”, do mês “m”, de 2014, excluindo o consumo nos serviços auxiliares. [MWh]
- $Consumo\ Cliente_h$  corresponde à quantidade de energia elétrica consumida pelo cliente diretamente ligado à instalação de cogeração na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [MWh]

$$Energia\ Autoconsumida_h = Produção\ Efetiva_h - Excedente_h \quad (5.9)$$

Na equação acima apresentada:

- $Energia\ Autoconsumida_h$  representa a quantidade de energia elétrica que é diretamente consumida na instalação do cliente industrial na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [MWh]

Aplicando as equações acima apresentadas facilmente se determina para cada hora quer a energia que é autoconsumida, quer a quantidade de energia que é produzida em excesso relativamente às necessidades do industrial. No entanto, numa situação de autoconsumo deve também ser conhecido qual o valor de energia elétrica que a cada hora se encontra em défice relativamente à energia elétrica produzida pela unidade de cogeração. Em sistemas que recorram à filosofia do autoconsumo, esse tipo de energia é usualmente denominado de consumo líquido, é suprida através da RESP e, tal como nos casos anteriores, a sua determinação é relativamente acessível podendo ser realizada simplesmente com recurso à equação 5.10.

$$Consumo\ Líquido_h = Consumo\ Cliente_h - Energia\ Autoconsumida_h \quad (5.10)$$

Na equação anterior:

- $Consumo\ Líquido_h$  representa a quantidade de energia elétrica em falta para o abastecimento do cliente na hora “h”, do mês “m”, de 2014, relativamente à produção elétrica da unidade de cogeração. [MWh]

Depois de devidamente agrupados, estes dados horários podem ser transformados para uma base mensal, podendo os mesmos ser observados na figura 5.10.

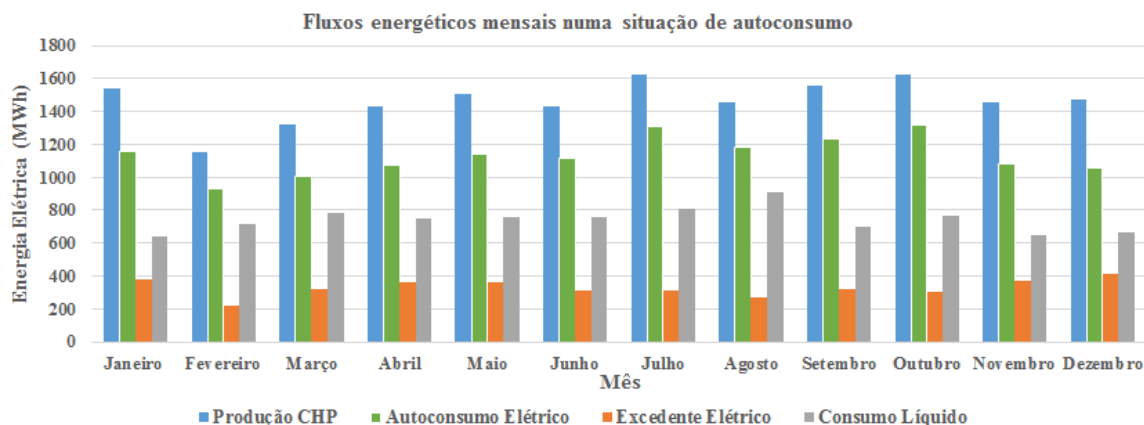


Figura 5.10: Fluxos energéticos que seriam verificados em cada um dos meses de 2014 numa situação de autoconsumo.

Da análise da figura anterior é então possível confirmar o que havia sido exposto no subcapítulo 5.1.1, ou seja, que nesta situação concreta os excedentes representariam cerca de 23% da energia produzida em cogeração. Desta forma, a situação aqui exposta simula de forma credível uma situação de autoconsumo onde se procura a maximização do abastecimento elétrico com proveniência na instalação de cogeração associada nas horas em que a mesma se encontra em funcionamento.

## 5.4 Custos inerentes à atividade de cogeração

Tendo sido executada uma completa simulação da fatura que o cliente industrial teria na inexistência de cogeração, e sendo conhecidos os fluxos de energia que seriam verificados a cada hora, para que se execute uma adequada análise de viabilidade dos dois cenários mencionados na introdução do presente capítulo, torna-se crucial determinar quais os custos que num ano um sistema de cogeração acarreta. Assim, e de forma a atingir o objetivo pretendido neste subcapítulo, a abordagem seguida consistiu em, tendo por base os dados da tabela 4.6 calcular o custo médio do MWh de GN. Para executar esse cálculo bastou que, para cada um dos meses do ano, se tivesse dividido o custo do Nm<sup>3</sup> de GN pelo PCI e multiplicado o resultado desse quociente por 1000 de forma a manter a coerência a nível de dimensional.

Conhecendo desta forma o custo de 1 MWh de GN, elaborando uma simples média para os 12 meses do ano foi possível conhecer-se que, no ano em consideração, o MWh de GN custaria ao promotor da cogeração tomada como exemplo cerca de 40.072€. Sabendo que, para o caso de um motor novo, o rendimento elétrico de venda seria de 42%, para que fosse obtido o custo de GN necessário à produção de 1 MWh<sub>elétrico</sub>, e consequente à produção de 0.842 MWh<sub>térmico</sub>, bastou dividir o custo do MWh de GN por esse valor de rendimento. Desta forma, obteve-se que, no ano de 2014, e em média, a produção de 1 MWh<sub>elétrico</sub> custaria 95.410€ utilizando um motor novo. Por uma questão meramente teórica, tornou-se também interessante conhecer qual a real mais valia de um motor novo relativamente a um mais antigo, semelhante ao que se encontra instalado

na central tomada como exemplo. Assim, seguindo o procedimento anteriormente descrito mas tendo em atenção que, tal como exposto na figura 4.8 do capítulo 4.10, o rendimento a considerar nesta situação deveria ser de apenas 35.8% foi possível compreender que a produção da mesma quantidade de energia se revelaria significativamente mais onerosa, representando neste cerca de 111.934€/MWh<sub>elétrico</sub>.

Compreendido o procedimento utilizado na determinação do custo de produção, de forma a calcular o encargo horário com GN (CGN<sub>h</sub>), o cálculo efetuado consistiu em, tal como se pode observar na equação 5.11, multiplicar o valor anteriormente obtido pela produção elétrica em cada hora. Acerca desta equação importa apenas referir que a mesma poderia ser adaptada de maneira a permitir o cálculo dos custos horários com GN para um motor que apresentasse um rendimento elétrico semelhante ao do motor antigo que se encontra na central. Para tal, bastaria substituir os 95.410€/MWh<sub>elétrico</sub> por 111.934€/MWh<sub>elétrico</sub>. No entanto, uma vez que tal como observado na figura 4.7 do capítulo 4.8, considerando a utilização desse motor todos os atuais possíveis enquadramentos de cogeração numa "situação tradicional" apresentariam prejuízos em vários meses, também nesta simulação foi considerado que os motores seriam substituídos por novos com um rendimento elétrico de venda de 42%. Desta forma, através deste procedimento, foi possível conhecer adequadamente os encargos com combustível, parâmetro este que é de importância vital para os estudos de viabilidade pretendidos.

$$CGN_h = 95.410 \times \text{Produção Efetiva}_h \quad (5.11)$$

Determinados os encargos horários com GN, e mantendo o critério anteriormente apresentado de considerar que os custos com outras despesas representavam 20% dos custos com GN, foi também criada uma coluna que calculou qual o custo horário com estas componentes (OC<sub>h</sub>).

Para que melhor se compreenda a dimensão destes custos, e uma vez que foi seguido o critério anteriormente apresentado, os resultados obtidos foram, tal como seria de esperar, os mesmos que haviam sido apresentados na tabela 4.11. Assim, no ano de 2014 esta central apresentaria um dispêndio em GN de mais de 1.676 milhões de euros e um custo operacional superior a 335000€.

## 5.5 Cenário 1: Modalidade geral do DL n.º 23/2010

### 5.5.1 Introdução

No capítulo anterior foi analisado qual o retorno a nível financeiro de uma possível venda à rede da totalidade da energia elétrica produzida por uma unidade de cogeração aquando do seu enquadramento nas sucessivas peças legislativas publicadas. No entanto, uma vez que aquando do início da simulação de uma situação de autoconsumo em cogeração não havia ainda sido publicado o DL n.º 68-A/2015, procurou-se, dentro do enquadramento legal em vigor na altura, encontrar uma situação próxima da de autoconsumo. Assim, tal como referido no subcapítulo 3.3.1.1 e exposto na figura 5.11, existia no DL n.º 23/2010 uma possibilidade que se destinava a unidades



que, embora enquadradas na modalidade geral, não pretendessem vender a totalidade da energia produzida em mercados organizados.

*b) Fornecimentos de energia eléctrica a cliente ou clientes directamente ligados à instalação de cogeração, em que o preço de venda é o que for livremente estabelecido entre as partes, não incidindo sobre estes fornecimentos tarifas de acesso às redes, com excepção da tarifa de uso global do sistema e da tarifa de comercialização;*

Figura 5.11: Possibilidade de venda da energia eléctrica produzida em cogeração a um ou vários clientes ligados à instalação, prevista na alínea b), do n.º 2, do artigo 4.º, do DL n.º 23/2010. [10]

No caso da presente dissertação, e numa data anterior à da publicação da nova legislação da cogeração, esta possibilidade revestia-se de particular interesse uma vez que, fornecendo energia eléctrica a um ou vários clientes que se encontrassem directamente ligados à instalação de cogeração, se estaria perante um cenário bastante próximo do de autoconsumo. A principal diferença existente relativamente ao exposto na nova legislação residia no facto de, tal como se pode observar na figura acima apresentada, a anterior legislação considerar o cogrador e o cliente como entidades distintas, algo que não se verifica na situação de autoconsumo presente na nova legislação. Desta forma, a referida hipótese será de seguida analisada pormenorizadamente, para que se consiga compreender se de facto se estava, ou não, perante uma possibilidade com potencial para se ter imposto como uma solução válida e que fosse capaz de promover este setor da cogeração.

### 5.5.2 Formato de remuneração da energia eléctrica nesta modalidade

Tendo sido determinada no subcapítulo 5.2.4 qual a tarifa a que o cliente industrial, alimentado em média tensão que foi tomado como exemplo, adquiriu energia eléctrica durando o ano de 2014 torna-se igualmente necessário conhecer qual o formato para a remuneração da energia eléctrica que era definido no enquadramento legal aqui tomado em consideração.

Após uma completa análise do DL n.º 23/2010, bem como da restante legislação que o complementa, e de acordo com o que foi apresentado no capítulo 3, foi possível compreender que esta possibilidade existia dentro da modalidade geral, apresentando-se no entanto ligeiramente distinta da simples MG. Desta forma, e tal como exposto na figura 5.11, apesar de neste caso haver lugar ao pagamento das tarifas de uso global do sistema e de comercialização, estaria-se habilitado à recepção do prémio de participação em mercado sobre a totalidade da energia produzida. Assim sendo, no caso concreto deste enquadramento, o formato de remuneração de energia eléctrica consistiria na execução de um acordo de forma completamente livre entre o cliente industrial e o cogrador, estando no entanto este último habilitado a receber um montante adicional correspondente ao valor do prémio de participação em mercado. Quanto aos excedentes, caso estes existissem, o que se encontrava previsto era que os mesmos fossem remunerados de acordo com a normal modalidade



geral, ou seja, com um montante correspondente à soma horária do preço de mercado com o prémio de participação em mercado aplicável (e que podia ser calculado de acordo com as restrições apresentadas na figura 3.6).

Em virtude do facto da presente dissertação ter sido realizada em ambiente empresarial, e fruto das áreas de atividade da empresa, numa fase preliminar à execução da simulação que de seguida se apresentará foi possível analisar algumas faturas elétricas de clientes alimentados em MT de forma a avaliar se de facto esta possibilidade poderia ser interessante. Através da análise das referidas faturas foi possível compreender que os mesmos adquirem energia elétrica, em média, a cerca de 100 €/MWh (já considerando os custos com tarifas de acesso às redes), sendo este valor ligeiramente superior aos apresentados na tabela 4.12 onde era demonstrado, entre outros, qual o preço médio a que seria remunerada a energia elétrica na modalidade geral, dependendo do regime de funcionamento da central. Estando assim ciente desta diferença, tornou-se interessante a realização de um estudo que demonstrasse se de facto existia potencial para que se possibilitasse a criação de uma situação que beneficiasse quer o promotor da instalação de cogeração, quer a entidade à qual a mesma se encontra conectada. Em termos práticos a situação referida poderia somente consistir na livre fixação entre as partes de um preço para o MWh que, podendo ser superior aquele que o regime geral proporcionaria à atividade de cogeração, pudesse simultaneamente ser inferior aquele a que o industrial adquiriria a eletricidade necessária aos seus processos. No entanto, tal como pode ser compreendido através da análise da figura 5.11, este acordo não poderia ser selado sem que previamente fosse devidamente conhecido o peso das tarifas a pagar pela eletricidade fornecida ao cliente. Somente depois da execução deste cálculo poderia ser concluído se de facto existia ou não a margem necessária para que esta se revelasse uma solução benéfica para ambas as partes.

### 5.5.3 Procedimento implementado na simulação

Completa a descrição do possível interesse desta situação, bem como do formato de remuneração da energia elétrica produzida em cogeração, o passo seguinte consistiu numa adequada explicitação do procedimento implementado para que seja claro o método empregue para o alcance aos resultados que de seguida se apresentarão.

De forma a iniciar o pretendido estudo, a primeira decisão a tomar era respeitante à base temporal a ser utilizada. Tendo em consideração que o estudo que se pretendia efetuar se encontrava contido dentro da modalidade geral, e tendo em conta as conclusões a que anteriormente se chegou acerca de possíveis simplificações nos cálculos desta modalidade, foi decidido que a totalidade deste estudo seria elaborado em base horária.

Recorrendo novamente ao *Microsoft Excel* para a construção de uma folha de cálculo que simule as 8760 horas do ano de 2014, o primeiro passo consistiu na replicação do procedimento empregue no subcapítulo 4.5 onde foi implementada a simulação horária da venda do total da produção elétrica em mercados organizados considerando que a unidade de cogeração estaria enquadrada na modalidade geral. Esta tornar-se-á de facto uma parte relevante do processo necessário à análise do potencial desta hipótese uma vez que, tal como anteriormente referido, nesta

modalidade o cogrador receberia sobre a totalidade da energia elétrica produzida o prémio de participação em mercado enquanto que os excedentes injetados na rede seriam remunerados com uma tarifa correspondente à soma do preço de mercado horário com o referido prémio. Desta forma, na tabela 5.5 encontra-se retratada a primeira parte da informação necessária à realização da simulação a implementar e que corresponde quer à produção que seria comercializada pela da unidade de cogeração, quer ao funcionamento do mercado, nomeadamente ao nível do seu preço horário e do prémio a atribuir em cada hora. Na última coluna da tabela encontra-se ainda adicionalmente representada a tarifa de venda da cogeração na tradicional MG, correspondendo a mesma à simples soma, para cada hora, do valor do preço de mercado com o prémio de participação em mercado efetivo, tal como apresentado na equação 4.7. De acordo com o que era previsto na legislação, para o caso específico aqui em estudo e tal como anteriormente apresentado, o conhecimento deste valor torna-se relevante uma vez que esta será a tarifa à qual seriam remunerados os excedentes de produção entregues à rede. Mais uma vez, e por uma questão quer de economia de espaço, quer de simplicidade de análise, a tabela abaixo ilustrada apresentará somente as 24 horas do dia 2 de Janeiro de 2014.

Tabela 5.5: Primeira parte da simulação a implementar, correspondente à determinação da tarifa de venda elétrica da cogeração quando enquadrada na modalidade geral.

Data	Dia	Hora	Venda Elétrica (MWh)	Preço Mercado [PM] (€/MWh)	Tarifa de Referência (€/MWh)	PPM Teórico [PPMT] (€/MWh)	Tarifa Mínima [0,8 * Tref] (€/MWh)	Tarifa Teórica [PM + PPMT] (€/MWh)	Tarifa Máxima [1,3 * Tref] (€/MWh)	PPM Efetivo [PPME] (€/MWh)	Tarifa de Venda na MG (€/MWh)
02/01/2014	2	1	0	5,13	90,25	45,125	72,2	50,26	117,325	67,07	72,2
02/01/2014	2	2	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,2	72,2
02/01/2014	2	3	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,2	72,2
02/01/2014	2	4	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,2	72,2
02/01/2014	2	5	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,2	72,2
02/01/2014	2	6	0	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,2	72,2
02/01/2014	2	7	0,432	0	90,25	45,125	72,2	45,13	117,325	72,2	72,2
02/01/2014	2	8	3,890	18,9	90,25	45,125	72,2	64,03	117,325	53,3	72,2
02/01/2014	2	9	3,885	27,2	90,25	45,125	72,2	72,33	117,325	45,125	72,325
02/01/2014	2	10	3,888	36,0	90,25	45,125	72,2	81,13	117,325	45,125	81,125
02/01/2014	2	11	3,886	40,13	90,25	45,125	72,2	85,26	117,325	45,125	85,255
02/01/2014	2	12	3,888	39,56	90,25	45,125	72,2	84,69	117,325	45,125	84,685
02/01/2014	2	13	3,888	39,56	90,25	45,125	72,2	84,69	117,325	45,125	84,685
02/01/2014	2	14	3,886	38,19	90,25	45,125	72,2	83,32	117,325	45,125	83,315
02/01/2014	2	15	3,886	35,2	90,25	45,125	72,2	80,33	117,325	45,125	80,325
02/01/2014	2	16	3,887	34,87	90,25	45,125	72,2	80,00	117,325	45,125	79,995
02/01/2014	2	17	3,886	30,0	90,25	45,125	72,2	75,13	117,325	45,125	75,125
02/01/2014	2	18	3,886	37,12	90,25	45,125	72,2	82,25	117,325	45,125	82,245
02/01/2014	2	19	3,885	40,1	90,25	45,125	72,2	85,23	117,325	45,125	85,225
02/01/2014	2	20	3,883	40,88	90,25	45,125	72,2	86,01	117,325	45,125	86,005
02/01/2014	2	21	3,884	40,88	90,25	45,125	72,2	86,01	117,325	45,125	86,005
02/01/2014	2	22	3,882	37,12	90,25	45,125	72,2	82,25	117,325	45,125	82,245
02/01/2014	2	23	3,861	35,11	90,25	45,125	72,2	80,24	117,325	45,125	80,235
02/01/2014	2	24	3,861	25,1	90,25	45,125	72,2	70,23	117,325	47,1	72,2
Total	-	-	66,442	-	-	-	-	-	-	-	-
Média	-	-	2,768	25,044	-	-	-	70,169	-	53,231	78,275

#### **5.5.4 Determinação das tarifas de acesso às redes a serem pagas pela cogeração neste cenário**

Tal como exposto na figura 5.11, sob a energia elétrica produzida em cogeração que seria diretamente vendida a um determinado cliente não incidiria a totalidade das tarifas de acesso às redes. No entanto, apesar desta dispensa de pagamento de parte das TAR encontrava-se legalmente prevista a obrigação do pagamento da tarifa de uso global do sistema e da tarifa de comercialização, existindo desta forma a necessidade de ser simulado o montante que nas condições deste caso de estudo teria de ser pago em cada uma das horas de 2014.

##### **5.5.4.1 Tarifa de uso global de sistema**

Começando pela tarifa de uso global do sistema, e ainda antes de efetuar o seu cálculo, torna-se interessante compreender qual a justificação da sua existência e a quem se destinam os proveitos obtidos com o seu pagamento. Sendo assim, segundo o regulamento tarifário em vigor, a mesma destina-se a proporcionar à entidade concessionária da rede de transporte (REN) um apropriado montante que remunere os custos associados à atividade de gestão global de sistema, os custos relativos ao acerto de contas e à gestão de relações entre o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e ainda os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral. [106, 118, 119]

Explicado, ainda que de forma muito breve, a justificação para a existência da tarifa de uso global de sistema o próximo passo adotado consistiu em recolher a informação necessária para o seu cálculo no ano que tem sido tomado como exemplo, ou seja, 2014. Desta forma, chegou-se à Diretiva n.º 25/2013 onde foram fixados, para o ano de 2014, os valores das várias tarifas e preços aplicáveis ao setor elétrico. [120]

Através da análise do referido documento, e tal como se pode observar na figura 5.12, foi desde logo possível compreender que a tarifa de uso global do sistema aplicável a uma cogeração a funcionar em MT apresenta um termo de potência contratada, em €/kW.mês, e um termo de energia ativa variável consoante o tipo de hora em análise e que é dado em €/kWh.

Acerca do primeiro termo, e uma vez que se pretendia obter um valor em €/h, foi necessário proceder à conversão do mesmo. De forma a minimizar qualquer erro que se pudesse introduzir nesta conversão começou-se por determinar o número médio de horas mensais através do simples produto entre o número de dias do ano pelo número de horas do dia ( $365 \times 24$ ). Dividindo o resultado proveniente deste produto pelo número de meses do ano sabe-se que, em média, cada um dos meses do ano tem 730h ( $\frac{365 \times 24}{12}$ ). Após este cálculo restou apenas dividir o valor de 0.419 €/kW.mês pelo número médio de horas de cada mês, tendo-se chegado então à conclusão que o valor a pagar em cada hora pelo termo de potência contratada da tarifa de uso global do sistema seria de 0,000573973 €/kW.mês ( $\frac{0.419}{730}$ ). Multiplicando este valor pela potência da instalação de cogeração que, no caso da central exemplo em estudo e tal como visto na tabela 5.1, seria de 4000 kW obteve-se que, em cada hora, o termo de potência contratada da TUGS corresponderia a 2.30€ ( $0.000573973 \times 4000$ ).

No entanto, de forma a calcular apenas numa coluna o valor horário da tarifa de uso global do sistema ( $TUGS_h$ ) foi implementada uma condição semelhante à que havia sido empregue no cálculo do termo de energia das tarifas de acesso às redes que foram pagas no ano de 2014 pelo cliente industrial. A referida condição basicamente verificava para cada hora qual era o seu tipo e, tendo conhecimento desse parâmetro, simplesmente multiplicava o valor correspondente ao tipo de hora pela produção de energia elétrica atingida nessa mesma hora pela instalação de cogeração. A esse valor teria ainda que ser somado o valor horário correspondente ao termo de potência contratada da TUGS que, como anteriormente referido, corresponderia a 2.30€/h.

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,419	0,0231	0,0201	0,0138	0,0138
AT	4	0,419	0,0245	0,0213	0,0138	0,0138
MT	4	0,419	0,0299	0,0261	0,0139	0,0139
BTE	4	0,419	0,0405	0,0356	0,0170	0,0169
BTN>	3	0,419	0,0262	0,0230	0,0110	
BTN< tri-horárias	3	0,419	0,0588	0,0518	0,0315	
BTN bi-horárias	2	0,419	0,0533		0,0315	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,419	0,0448			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,419	0,0452			

Figura 5.12: Tarifa de uso global de sistema a ser paga em cada período horário pelos clientes inseridos em cada nível de tensão. [120]

#### 5.5.4.2 Tarifa de comercialização

Seguindo o procedimento adotado para o cálculo da tarifa de uso global do sistema, também numa primeira fase deste parágrafo, será explicitado em que consiste a tarifa de comercialização e a quem se destina o montante recolhido com a mesma. Mais uma vez, através da análise do regulamento tarifário em vigor, foi possível concluir que a tarifa de comercialização se destina a proporcionar proveitos aos distribuidores vinculados no âmbito da atividade de comercialização de redes, bem como visa remunerar os custos anuais da estrutura comercial que incluem os custos com leituras, contratação, faturação, disponibilização de dados, cobrança e sua gestão e ainda o atendimento, seja este presencial ou telefónico. Segundo o referido regulamento, os proveitos obtidos com esta tarifa são ajustados anualmente e a mesma apresenta-se como sendo distinta consoante o nível de tensão. [106, 118, 119]

Numa fase posterior à compreensão do conceito inerente à tarifa de comercialização foi analisado o seu procedimento de cálculo que, tal como no caso da TUGS, foi encontrado na Diretiva n.º 25/2013. Desta forma, através da análise da figura 5.13, retirada da referida Diretiva, foi possível concluir que, para clientes alimentados em AT ou MT, a tarifa de comercialização é constituída

por duas parcelas [120]. A primeira corresponde a um termo tarifário fixo que apresenta um valor mensal/diário constante ao longo de todo o ano. Mais uma vez, e tendo em consideração a utilização de uma base horária nas simulações implementadas, dividindo o valor diário do termo tarifário fixo da tarifa de comercialização presente na figura 5.13 em €/dia por 24, se obteve o custo horário com este termo. Já a segunda parcela desta tarifa apresenta-se como sendo distinta ao longo das várias horas do ano uma vez que a mesma se encontra dependente da quantidade de energia ativa que a instalação de cogeração exemplo em estudo forneça em cada hora ao cliente ao qual se encontraria diretamente ligada.

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT	PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)
	2,14	0,07020
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	0,0003	

Figura 5.13: Componentes da tarifa de comercialização a ser paga pelo detentor da instalação de cogeração. [120]

Desta forma, e através da aplicação da equação 5.12, foi possível calcular, para cada hora, qual o valor da tarifa de comercialização.

$$TC_h = \frac{TF}{24} + TEA \times Venda\ Cliente_h \quad (5.12)$$

Nesta equação:

- $TC_h$  corresponde ao valor da tarifa de comercialização que seria paga na hora “h”, do mês “m”, de 2014, pelo detentor da unidade de cogeração sobre a energia fornecida ao cliente. [€]
- TF corresponde ao valor do termo tarifário fixo presente na figura 5.13 em €/dia, dividido por 24 de forma a que se pudesse obter um valor em €/h.
- TEA corresponde ao termo de energia ativa da tarifa de comercialização. [€/kWh]
- $Venda\ Cliente_h$  corresponde à quantidade de energia elétrica que seria vendida ao cliente na hora “h”, do mês “m”, de 2014. [kWh]

Finalmente, sendo conhecidos os valores horários da tarifa de uso global do sistema e da tarifa de comercialização, e uma vez que numa fase anterior do presente documento já haviam sido determinados os custos com gás natural e outros custos inerentes ao funcionamento da central, torna-se possível conhecer para cada hora quais seriam os encargos com a cogeração neste cenário. Embora numa fase posterior deste trabalho os referidos valores voltem a ser alvo de análise, para que se tenha uma melhor noção da representatividade destas taxas, no ano de 2014 e nas condições expostas, a tarifa de uso global do sistema representaria 382574.40€ enquanto que a tarifa de comercialização representaria 4110.14€.

### 5.5.5 Determinação dos proveitos resultantes da energia elétrica

Determinados os vários encargos necessários ao funcionamento da central bem como as tarifas que seriam pagas neste cenário pela energia produzida e entregue ao cliente, torna-se necessário proceder ao cálculo dos proveitos elétricos. No caso concreto deste enquadramento os mesmos podem ser divididos em duas partes principais, sendo a primeira respeitante à energia elétrica que seria entregue ao cliente e a segunda respeitante à venda dos excedentes à rede.

#### 5.5.5.1 Determinação dos proveitos resultantes da venda de energia elétrica ao cliente

Iniciando a determinação dos proveitos por aqueles que são resultantes da venda ao cliente que, neste caso concreto, corresponderão à maioria, os mesmos podem ser determinados através da aplicação da equação 5.13. Através da mesma é possível compreender que o proveito horário da venda ao cliente ( $\text{Proveito Venda Cliente}_h$ ) pôde ser determinado através do produto entre a quantidade de energia vendida ao cliente e a tarifa que seria acordada entre o cogrador e o industrial ( $\text{Tarifa Cogeração}_h$ ).

$$\text{Proveito Venda Cliente}_h = \text{Venda Cliente}_h \times \text{Tarifa Cogeração}_h \quad (5.13)$$

Acerca desta tarifa, tendo em conta que se está a realizar uma simulação duma situação que se encontraria no âmbito da modalidade geral do DL n.º 23/2010 foi considerado que a mesma seria, a cada hora, dada pela soma de duas parcelas. A primeira, e tendo em consideração as conclusões a que se chegaram no capítulo anterior acerca da enorme dificuldade de viabilização de um projeto de cogeração na tradicional modalidade geral, foi considerada como sendo exatamente igual àquela que o cliente se encontrava a pagar pela energia que consumia da rede, com exceção do termo de potência contratada das TAR. Esta exceção era considerada em virtude do facto de que o cliente, mesmo sendo alimentado maioritariamente através da cogeração, teria de em determinados períodos ser alimentado pela rede, o que significaria que haveria igualmente lugar ao pagamento deste termo, embora houvesse a possibilidade deste ser ligeiramente reduzido caso se conseguisse diminuir a potência contratada. No entanto, de forma a executar uma adequada simulação não seria de todo correto considerar este termo como sendo parte da tarifa que o cliente pagaria ao cogrador. Já a segunda parcela desta tarifa, tal como exposto no enquadramento legal a que este subcapítulo respeita, corresponderia simplesmente ao prémio de participação em mercado que efetivamente se verificaria em cada hora.

No cenário em estudo deve ser realçado que, estando a ser considerado que o cliente industrial e o cogrador seriam entidades distintas, à tarifa paga pelo cliente (primeira parcela) teria logicamente de ser considerado um desconto que teria de ser adequadamente estudado uma vez que, além de não poder colocar em risco a viabilidade do projeto, teria de ser suficientemente aliciante para que o industrial pensasse em adotar uma solução deste tipo.

Concluídas todas estas considerações, o método utilizado na determinação horária da referida tarifa paga à cogeração pode ser observado na equação 5.14.

$$\text{Tarifa Cogeração}_h = \text{Tarifa sem PC}_h + \text{PPME}_h \quad (5.14)$$

### 5.5.5.2 Determinação dos proveitos resultantes da venda dos excedentes elétricos

Concluído o procedimento necessário à determinação dos proveitos resultantes da venda de energia elétrica ao cliente, a etapa seguinte consistiu na determinação do rendimento resultante da venda dos excedentes à rede. Desta forma, e através da aplicação da equação 5.15 torna-se então compreensível que este montante (*Proveito Venda Excedente<sub>h</sub>*) pode ser simplesmente determinado pelo produto entre a quantidade de energia em excesso que seria injetada na rede pela tarifa à qual seriam remunerados esses mesmos excedentes. Essa tarifa corresponde simplesmente à tarifa de venda na modalidade geral que, tal como visto na equação 4.7, pode ser determinada através da soma do preço de mercado com o prémio de participação em mercado aplicável em cada hora.

$$\text{Proveito Venda Excedente}_h = \text{Excedente}_h \times (\text{PM}_h + \text{PPME}_h) \quad (5.15)$$

Utilizando as equações apresentadas chegou-se à conclusão que, no ano de 2014, da venda de energia elétrica ao cliente resultariam cerca de 2.133 milhões de euros enquanto que, da entrega de energia excedente à rede, resultariam cerca de 373800€. No entanto, e tal como poderá ser observado na secção seguinte, o valor resultante da soma destas duas parcelas não se traduziria num montante líquido a receber uma vez que, sobre o mesmo, teriam de ser descontados todos os custos que anteriormente foram mencionados bem como a amortização do capital investido, resultando desta forma um lucro anual muitíssimo inferior.

### 5.5.6 Determinação do lucro elétrico horário

Como em qualquer tipo de investimento, parte preponderante para o investidor consiste em conhecer qual o retorno a nível financeiro passível de ser obtido através do mesmo. De forma a avaliá-lo, foi implementada na folha de cálculo uma coluna que calculou este proveito em cada hora, empregando simplesmente para tal a equação 5.16. Pela análise da equação torna-se então compreensível o que vem sendo exposto nos subcapítulos anteriores, ou seja, que o lucro elétrico horário proporcionado pelo sistema de cogeração nesta modalidade (*Lucro Cogeração<sub>h</sub>*) corresponderia simplesmente à diferença entre os proveitos obtidos através da comercialização de energia elétrica e a soma dos encargos correspondentes a combustível e outros com as tarifas a pagar pela eletricidade produzida.

$$\begin{aligned} \text{Lucro Cogeração}_h = & (\text{Proveito Venda Cliente}_h + \text{Proveito Venda Excedente}_h) \\ & - (\text{TUGS}_h + \text{TC}_h + \text{CGN}_h + \text{OC}_h) \end{aligned} \quad (5.16)$$



Acerca deste lucro importa apenas realçar o facto de o mesmo ainda não incluiu qualquer componente respeitante aos proveitos passíveis de serem obtidos com a venda de energia térmica e caso a situação em análise corresponda a um novo investimento, este não seria o lucro efetivo uma vez que além de não considerar a valorização da energia térmica produzida em cogeração o mesmo não inclui qualquer parcela respeitante aos custos necessários à amortização do capital investido.

Tendo em conta as considerações anteriormente descritas, e utilizando a equação 5.16, tornou-se possível simular, para cada uma das 8760 horas de 2014 qual seria o valor do lucro ou do prejuízo elétrico proporcionado para o promotor da instalação de cogeração. Mais uma vez, e tal como realizado anteriormente, demonstrar-se-á parte da tabela correspondente aos valores obtidos no dia 2 de Janeiro e, numa fase posterior, serão apresentados os resultados mensais e globais que se verificariam no período temporal considerado.

Tabela 5.6: Lucro horário que se verificaria no dia 2 de Janeiro de 2014 caso o promotor da cogeração vendesse a eletricidade que produz ao cliente e injetasse o excedente na rede (de acordo com o exposto na alínea b), do n.º 2, do artigo 4.º, do DL n.º 23/2010).

Data	Dia	Hora	Tipo de Hora	Excedente (MWh)	Venda ao Cliente (MWh)	Tarifa de Uso Global do Sistema	Tarifa de Comercialização	Custo com Gás Natural	Outros Custos	Tarifa Cogeração (€/MWh)	Proveito da Venda ao Cliente	Tarifa Excedentes (€/MWh)	Proveito da Venda dos Excedentes	Lucro Cogeração
02/01/2014	2	1	C	0	0	2,296 €	0,003 €	- €	- €	87,98	- €	72,20	- €	- 2,299 €
02/01/2014	2	2	V	0	0	2,296 €	0,003 €	- €	- €	67,04	- €	72,20	- €	- 2,299 €
02/01/2014	2	3	SV	0	0	2,296 €	0,003 €	- €	- €	58,94	- €	72,20	- €	- 2,299 €
02/01/2014	2	4	SV	0	0	2,296 €	0,003 €	- €	- €	58,94	- €	72,20	- €	- 2,299 €
02/01/2014	2	5	SV	0	0	2,296 €	0,003 €	- €	- €	58,94	- €	72,20	- €	- 2,299 €
02/01/2014	2	6	SV	0	0	2,296 €	0,003 €	- €	- €	58,94	- €	72,20	- €	- 2,299 €
02/01/2014	2	7	V	0	0,432	8,297 €	0,132 €	41,193 €	8,239 €	67,04	63,84 €	72,20	- €	2,255 €
02/01/2014	2	8	C	0,428	3,462	92,654 €	1,042 €	371,099 €	74,220 €	87,98	543,31 €	72,20	30,87 €	- 19,038 €
02/01/2014	2	9	C	0,409	3,476	93,019 €	1,046 €	370,622 €	74,124 €	87,98	517,05 €	72,20	29,54 €	- 46,594 €
02/01/2014	2	10	C	0,445	3,443	92,158 €	1,036 €	370,956 €	74,191 €	87,98	512,23 €	81,13	36,10 €	- 43,960 €
02/01/2014	2	11	C	0,260	3,626	96,934 €	1,091 €	370,789 €	74,158 €	87,98	538,95 €	85,26	22,19 €	- 38,146 €
02/01/2014	2	12	C	0	3,888	103,760 €	1,169 €	370,908 €	74,182 €	87,98	576,95 €	84,69	- €	- 32,573 €
02/01/2014	2	13	C	0,291	3,597	96,178 €	1,082 €	370,956 €	74,191 €	87,98	534,72 €	84,69	24,64 €	- 38,985 €
02/01/2014	2	14	C	0,716	3,17	85,033 €	0,954 €	370,789 €	74,158 €	87,98	472,37 €	83,32	59,67 €	- 49,316 €
02/01/2014	2	15	C	1,141	2,745	73,940 €	0,826 €	370,741 €	74,148 €	87,98	410,31 €	80,33	91,63 €	- 62,652 €
02/01/2014	2	16	C	1,411	2,476	66,919 €	0,746 €	370,884 €	74,177 €	87,98	371,02 €	80,00	112,89 €	- 70,266 €
02/01/2014	2	17	C	1,358	2,528	68,277 €	0,761 €	370,765 €	74,153 €	87,98	378,62 €	75,13	102,02 €	- 75,447 €
02/01/2014	2	18	P	0,993	2,893	88,797 €	0,871 €	370,789 €	74,158 €	176,43	681,28 €	82,25	81,69 €	- 188,022 €
02/01/2014	2	19	P	0,921	2,964	90,919 €	0,892 €	370,622 €	74,124 €	176,43	697,77 €	85,23	78,45 €	- 198,568 €
02/01/2014	2	20	P	1,617	2,266	70,049 €	0,683 €	370,455 €	74,091 €	176,43	535,68 €	86,01	139,05 €	- 125,804 €
02/01/2014	2	21	P	1,478	2,406	74,235 €	0,725 €	370,598 €	74,120 €	176,43	568,19 €	86,01	127,14 €	- 140,510 €
02/01/2014	2	22	P	1,322	2,56	78,840 €	0,771 €	370,383 €	74,077 €	176,43	603,95 €	82,25	108,73 €	- 151,827 €
02/01/2014	2	23	C	1,378	2,483	67,102 €	0,748 €	368,356 €	73,671 €	87,98	372,05 €	80,24	110,54 €	- 68,834 €
02/01/2014	2	24	C	1,368	2,493	67,363 €	0,751 €	368,356 €	73,671 €	87,98	378,43 €	72,20	98,75 €	- 74,635 €
<b>Total</b>	-	-	-	15,535	50,907	1 428,25 €	15,342 €	6 339,26 €	1 267,85 €	-	8 756,70 €	1878,595	1 253,91 €	172,75 €
<b>Média</b>	-	-	-	0,647	2,121	59,51 €	0,64 €	264,14 €	52,83 €	99,821	364,86 €	78,2747917	52,25 €	7,20 €

Através da análise do caso concreto deste dia torna-se desde logo possível compreender que, devido ao procedimento implementado no cálculo do termo fixo das TUGS e TC, mesmo que a central de cogeração não se encontrasse a funcionar existiria lugar a estes pagamentos o que se torna responsável pelo aparecimento de valores negativos em torno dos 2.30€. Além desta ilação é ainda perceptível que assim que a central atingisse o seu funcionamento à plena carga que vigoraria, para o caso dos dias úteis, em horas de pontas e cheias, os custos com GN e outros se manteriam aproximadamente iguais, sendo no entanto verificável que existiriam alterações nos proveitos das horas de ponta para as de cheias. Assim, é claramente perceptível que neste enquadramento, e para



uma central deste tipo, a atividade de cogeração apenas proporcionaria a obtenção de proveitos em horas de ponta (no caso de não ser tomada em consideração a valorização da energia térmica como sendo um proveito). A justificação para este facto advém dos grandes encargos que um cliente industrial apresenta com a aquisição de energia nesse tipo de horas, em virtude não só da tarifa elétrica mais elevada, como também da pesada componente de TAR a pagar. Numa situação real semelhante à aqui tomada como exemplo, ou seja em que o detentor da unidade da cogeração e o cliente industrial não fossem a mesma entidade, o cogrador ao ter conhecimento deste elevado custo da energia aquando da sua aquisição em horas de ponta faria imputar, pelo menos em parte, o mesmo ao industrial aquando da celebração do contrato.

### 5.5.7 Análise dos resultados obtidos

Terminada a execução da simulação para o ano de 2014 quer da fatura do cliente, quer do possível valor da cogeração aquando do seu enquadramento numa situação de venda direta a uma indústria exemplo que se encontrava prevista na modalidade geral do DL n.º 23/2010, e uma vez que seria impraticável apresentar no documento os resultados provenientes da simulação horária implementada, apresentam-se na tabela 5.7, os principais resultados globais a reter numa base mensal, facilitando desta forma a análise dos mesmos.

Tabela 5.7: Valor total da cogeração no cenário 1, para 2014 e considerando que a mesma venderia a maioria da eletricidade produzida a um cliente industrial, sendo a restante injetada na rede.

Mês	Produção Elétrica em Cogeração (MWh)	Consumo do Cliente (MWh)	Venda ao Cliente (MWh)	Excedentes (MWh)	Coconsumo Líquido (MWh)	Lucro Elétrico Cogeração (com motor novo)	Valor da Energia Térmica	Valor Total Cogeração
Janeiro	1536,432	1798,86	1160,506	375,926	638,356	8 725,51 €	63 423,00 €	72 148,51 €
Fevereiro	1153,871	1646,78	934,524	219,348	712,252	19 665,91 €	53 175,84 €	72 841,75 €
Março	1322,250	1789,22	1004,686	317,564	784,530	7 123,40 €	51 840,01 €	58 963,41 €
Abril	1433,277	1824,27	1072,374	360,904	751,900	- 60,53 €	53 097,36 €	53 036,83 €
Maio	1507,311	1897,94	1141,573	365,738	756,366	1 888,61 €	57 631,49 €	59 520,10 €
Junho	1427,261	1877,29	1116,824	310,437	760,467	7 041,20 €	51 456,98 €	58 498,18 €
Julho	1625,255	2113,94	1309,692	315,562	804,246	7 742,88 €	58 149,34 €	65 892,22 €
Agosto	1452,932	2094,59	1183,803	269,130	910,788	9 825,83 €	35 333,30 €	45 159,12 €
Setembro	1554,896	1935,81	1234,623	320,272	701,187	11 670,27 €	53 788,12 €	65 458,39 €
Outubro	1625,189	2083,25	1317,822	307,367	765,431	14 042,49 €	65 628,50 €	79 670,99 €
Novembro	1459,584	1738,10	1085,845	373,739	652,258	13 582,80 €	57 774,24 €	71 357,03 €
Dezembro	1469,116	1717,12	1052,773	416,343	664,350	7 823,00 €	54 624,86 €	62 447,86 €
<b>Total</b>	<b>17567,37</b>	<b>22517,17</b>	<b>13615,04</b>	<b>3952,33</b>	<b>8902,13</b>	<b>109 071,36 €</b>	<b>655 923,03 €</b>	<b>764 994,39 €</b>
<b>Média</b>	<b>1463,95</b>	<b>1876,43</b>	<b>1134,59</b>	<b>329,36</b>	<b>741,84</b>	<b>9 089,28 €</b>	<b>54 660,25 €</b>	<b>63 749,53 €</b>

Através da tabela anteriormente apresentada é então interessante que sejam retiradas várias conclusões acerca da simulação efetuada. A primeira destas encontra-se relacionada com o que seria feito à energia elétrica produzida em cogeração e, através da quarta e da quinta colunas é possível compreender que, no decorrer do ano 2014 e mantendo o regime atual de funcionamento da central e do industrial, seriam vendidos ao cliente 13615.04 MWh e seriam injetados na rede 3952.33 MWh. Assim, em média, no decorrer de 2014, cerca de 77.5% da energia elétrica produzida seria diretamente vendida ao cliente, sendo os restantes 22.5% entregues à rede.

Ao nível da remuneração, e uma vez que através da aplicação da equação 5.16 era conhecido o valor do lucro horário proporcionado pela unidade de cogeração, tornou-se desde logo interessante compreender que, ao contrário do que havia sido verificado na modalidade geral com venda da totalidade da produção à rede, o lucro com a venda de energia elétrica seria praticamente sempre suficiente para cobrir os custos com GN, outras despesas inerentes ao funcionamento e, neste caso específico, ainda as despesas com as tarifas de uso global do sistema e de comercialização. No entanto, tomando mais uma vez em consideração que a cogeração não se apresenta como sendo um meio de produção exclusiva de eletricidade, deve ainda ser contabilizado o valor da energia térmica. Para isso, considerando tal como nas simulações presentes no capítulo anterior que a totalidade da energia térmica era consumida pelo industrial ao qual a cogeração se encontrava ligada e que este a remuneraria ao preço que lhe custaria o GN para a produção da mesma quantidade dessa energia térmica, foi inserido na sétima coluna o valor dessa energia que já havia sido determinado no subcapítulo 4.7.

Somando o valor do lucro que seria proporcionado pela energia elétrica produzida ao valor da energia térmica, tornou-se possível a obtenção do valor total da cogeração nesta modalidade. Tal como se pode observar na última coluna da tabela 5.7 este totaliza aproximadamente 765000€, sendo assim bastante superior ao que poderia ser obtido em todas as modalidades estudadas no capítulo anterior, à exceção da permanência no enquadramento remuneratório definido pelo DL n.º 313/2001 em conjunto com a Portaria n.º 58/2002. Assim sendo, mesmo que numa situação real tivesse de ser considerada a realização de um desconto ao cliente, pelo menos num dos tipos de energia que lhe seria vendido, esta possibilidade apresentava-se à partida como sendo encorajadora da realização de um adequado estudo de viabilidade.

No entanto, de forma a finalizar esta secção importa realçar que os valores obtidos se encontram fortemente condicionados pelo regime de funcionamento da cogeração e pelo consumo do cliente, podendo assim ser distintos quer caso a unidade de cogeração apresentasse um regime de funcionamento distinto, quer caso o cliente industrial apresentasse um perfil de consumo distinto. Acerca dos estudos de viabilidade anteriormente mencionados importa apenas realçar que, para que estes se adequem de facto à realidade, os mesmos devem ser realizados com dados reais de todos os parâmetros envolvidos uma vez que, tendo em consideração os avultados investimentos em jogo, o detalhe a utilizar deve ser máximo para que o estudo de viabilidade se apresente como sendo o mais fidedigno possível.

### 5.5.8 Análise de viabilidade

Terminada a execução da simulação dos custos e proveitos que este projeto de cogeração teria no enquadramento aqui tomado em consideração, e de forma a compreender se esta possibilidade apresentava ou não algum valor acrescentado, a abordagem seguida passou pela determinação do *sLCOE* nesta situação. Desta forma, recorrendo novamente a este indicador económico, foi analisada a viabilidade de um sistema de autoconsumo industrial com cogeração num cenário em que o cliente aceitasse remunerar a eletricidade fornecida por um sistema deste tipo de igual forma

face à que atualmente remunera a eletricidade que adquire. A apresentação de apenas este estudo em detrimento da consideração de uma situação mais realista que albergasse por exemplo um desconto relativamente ao preço ao qual o industrial adquiria eletricidade da rede residiu no facto de que numa fase prévia do presente documento ter sido observado que quer na tradicional modalidade geral do DL n.º 23/2010, quer na modalidade especial do referido decreto-lei e da nova legislação, a atividade de cogeração em condições semelhantes às descritas, e mesmo considerando a valorização da energia térmica, se apresentava como sendo muitíssimo pouco viável. Desta forma tornou-se interessante proceder à elaboração de um estudo que demonstrasse se nesta situação concreta, correspondente ao melhor cenário possível dentro deste regime, a atividade de cogeração se tornaria ou não uma atividade com um índice de viabilidade mais apelativo.

De forma a atingir este objetivo o primeiro passo consistiu novamente na determinação do  $sLCOE$  em função do número de horas de funcionamento, tal como havia sido realizado no subcapítulo 4.12. No entanto, e uma vez que nesta modalidade a cogeração estaria sujeita ao pagamento das tarifas de uso global de sistema e de comercialização, a expressão utilizada teve de ser ligeiramente adaptada para que albergasse estes custos. Desta forma, e aplicando a equação 5.17, tornou-se exequível a determinação para cada possível número de horas de funcionamento do  $sLCOE$ , ou seja, de qual seria o valor de proveito mínimo que seria necessário para que mantendo o regime de funcionamento adotado, a central apresentasse no final do seu tempo de vida útil um valor atual nulo.

$$sLCOE = \frac{\text{Custo de Investimento} \times \text{Custo de Capital}}{HF \times P_{med_{HF}}} + \frac{CGN + OC + TUGS + TC}{EEPL} \quad (5.17)$$

Nesta equação:

- TUGS corresponde aos encargos anuais com a tarifa de uso global do sistema. [€]
- TC corresponde aos encargos anuais com a tarifa de comercialização. [€]

Conhecido então o valor do  $sLCOE$  em função do número de horas de funcionamento foi possível, mais uma vez, traçar a sua curva. No entanto, de forma a conseguir atingir o objetivo pretendido, tal não se revela suficiente e, por isso, o procedimento implementado consistiu em determinar para cada tipo de hora qual seria a tarifa média recebida pelo cogrador. De forma a atingir este objetivo o procedimento seguido passou pela implementação de uma condição que, em primeiro lugar, verificava se na hora em consideração a unidade de cogeração se encontrava ou não em funcionamento. Em caso negativo, a tarifa que seria recebida pelo cogrador caso a central passasse a funcionar corresponderia simplesmente à soma da tarifa que o cliente pagaria à rede, com exceção do termo de potência, com o prémio de participação em mercado. No entanto, em caso afirmativo, a determinação do valor da tarifa que seria recebida pelo cogrador não pôde ser realizada de forma tão elementar, sobretudo nas horas onde se verificavam excedentes. Assim

sendo, e para que fosse determinado um procedimento sistemático para a determinação da pretendida tarifa a receber pelo cogrador nas horas em que a central se encontrava em funcionamento, a expressão utilizada na condição implementada foi a seguinte.

$$\text{Tarifa Cogeração HF}_h = \frac{\text{Tarifa Cogeração}_h \times \text{Venda Cliente}_h + \text{Tarifa de Venda}_h \times \text{Excedente}_h}{\text{Venda Cliente}_h + \text{Excedente}_h} \quad (5.18)$$

Nesta equação:

- Tarifa Cogeração HF<sub>h</sub> corresponde à tarifa que seria recebida pelo cogrador na hora de funcionamento "h", do mês "m", de 2014 [€/MWh]
- Tarifa Cogeração<sub>h</sub> corresponde à tarifa que seria paga ao cogrador pela eletricidade entregue de forma direta ao cliente na hora "h", do mês "m", de 2014. [€/MWh]
- Venda Cliente<sub>h</sub> corresponde à quantidade de energia elétrica que seria diretamente entregue do cliente na hora "h", do mês "m", de 2014. [MWh]
- Tarifa de Venda<sub>h</sub> corresponde à tarifa que seria paga ao cogrador pela eletricidade excedente que seria entregue à rede na hora "h", do mês "m", de 2014. [€/MWh]
- Excedente<sub>h</sub> corresponde à quantidade de energia elétrica em excesso que seria entregue à rede na hora "h", do mês "m", de 2014. [MWh]

Aplicando então esta equação, e tal como havia sido efetuado aquando da apresentação da tabela 4.12, de forma a determinar o proveito nesta situação recorreu-se à função "média.se" através da qual foi possível determinar, para cada um dos quatro períodos horários existentes, qual seria a tarifa média que seria recebida pela central de cogeração neste enquadramento. Os resultados obtidos podem ser vistos na tabela 5.8, podendo através da mesma ser concluído que, em virtude quer dos elevados encargos que o cliente industrial apresenta com a energia elétrica que consome em horas de ponta e quer da contemplação legal da receção do prémio de participação em mercado, nesta hipótese a tarifa recebida em horas de ponta apresenta-se como sendo a mais elevada das estudadas até esta fase do trabalho.

Tabela 5.8: Proveitos provenientes da venda de energia elétrica em cada período horário no caso do cenário em estudo.

Enquadramento Legal	Tipo de Hora	Proveito (€/MWh)
<b>Cenário 1</b> <b>(Situação Próxima de</b> <b>Autoconsumo - Modalidade</b> <b>Geral do DL n.º 23/2010)</b>	<b>Ponta</b>	207,285
	<b>Cheia</b>	124,657
	<b>Vazio</b>	76,862
	<b>Super Vazio</b>	59,200

Conhecidos os proveitos elétricos em cada um dos diferentes tipos de período horário, e tendo novamente em consideração o exposto na fase final do subcapítulo 4.12, existiu a necessidade de

proceder à aplicação das equações 4.16, 4.17 e 4.18 de forma a proceder à necessária adaptação dos referidos proveitos em função do número de horas de funcionamento da central em consideração. No entanto, tendo em consideração que neste enquadramento também se encontra previsto o fornecimento de energia térmica por parte do cogrador ao cliente, de forma a elaborar uma completa análise de viabilidade apresenta-se na figura 5.14 duas situações de viabilidade distintas. A primeira, representada na curva a vermelho corresponde a uma situação de consideração exclusiva como proveito daquele que resulta da comercialização de energia elétrica. Por sua vez, a curva a verde corresponde a um cenário com um maior grau de aproximação à realidade ao considerar o proveito que resulta da totalidade da produção térmica e elétrica que é facultada pela instalação de cogeração. Neste último caso deve apenas ser realçado novamente que se considerou que tanto na energia elétrica como na energia térmica o cliente aceitaria remunerar o cogrador numa situação de indiferença, correspondendo os resultados obtidos ao cenário que na anterior legislação, e num cenário próximo de autoconsumo, maior valor apresentaria para a cogeração.

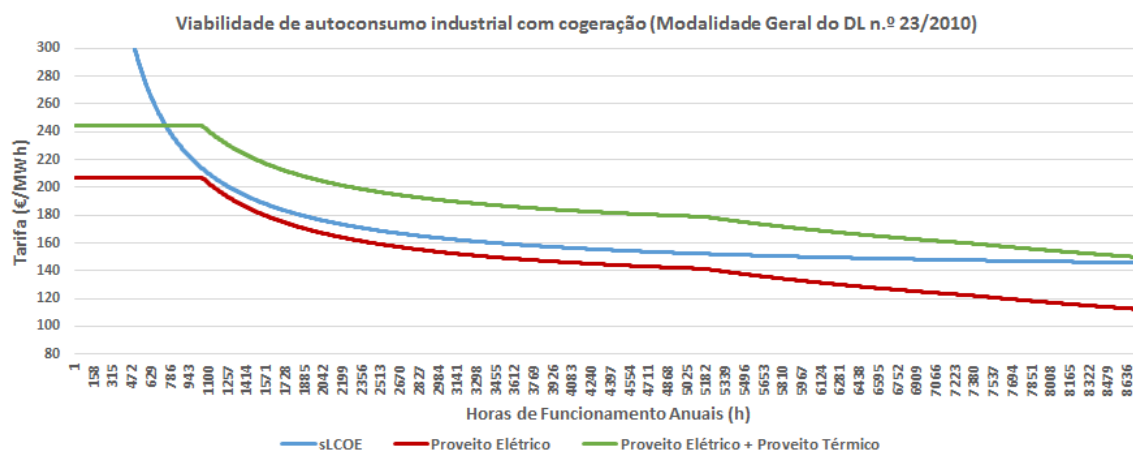


Figura 5.14: Viabilidade de um sistema de cogeração em função do número de horas de funcionamento aquando do seu enquadramento na situação mais próxima de autoconsumo passível de suceder ao abrigo da modalidade geral do Decreto-Lei n.º 23/2010.

### 5.5.9 Conclusões (cenário 1)

Finalizado o procedimento necessário à simulação da situação de fornecimento elétrico e térmico a um cliente industrial aquando do enquadramento na situação mais próxima de autoconsumo dentro da modalidade geral do DL n.º 23/2010, torna-se interessante compreender se de facto esta se revelava ou não uma situação interessante, algo que pode ser percebido através da sua análise de viabilidade.

Em primeiro lugar deve ser realçado que, existindo neste cenário lugar ao pagamento da tarifa de uso global do sistema e da tarifa de comercialização sobre a quantidade de energia que fosse fornecida ao cliente industrial, o *sLCOE* apresentava-se como sendo ligeiramente mais elevado do que aquele que foi apresentado no capítulo anterior. Esta discrepância, que origina encargos ligeiramente mais elevados neste enquadramento em relação aos restantes, advém simplesmente

da necessidade de tomar em consideração os encargos que existiriam com as referidas tarifas neste possível enquadramento e que dado o seu valor não poderiam de forma alguma ser desprezadas.

Iniciando a análise de viabilidade para uma situação onde se considera exclusivamente como proveitos aqueles que resultam da comercialização de energia elétrica, e tal como pode ser depreendido através da análise da curva a vermelho presente na figura 5.14, nesta situação, mesmo considerando o caso de ser instalado um motor novo com um elevado rendimento elétrico de venda, nunca existiria um adequado retorno do investimento independentemente do número de horas que a central adotasse. Esta conclusão foi retirada em virtude da referida curva se encontrar sempre abaixo da correspondente ao valor de proveito mínimo necessário para que o projeto no final do seu tempo de vida útil apresentasse um valor atual nulo (curva a azul e que é correspondente ao  $sLCOE$ ).

Em sentido oposto ao descrito, e tal como se compreende através análise da curva a verde presente na mesma figura, onde se acrescentou a valorização da energia térmica de acordo com o exposto no subcapítulo 4.7, a conclusão anteriormente retirada deixa de ser válida. Assim, no caso específico do enquadramento legal aqui tomado em consideração, uma cogeração seria um investimento viável desde que funcionasse por um período não inferior a 747 horas anuais, horas essas que mais uma vez teriam de ser de ponta para que esta conclusão fosse válida.

Caso o critério utilizado na definição do regime de funcionamento a empregar na central de cogeração tomada como exemplo fosse unicamente a maximização do proveito, a mesma deveria funcionar apenas por um período correspondente a 1043 horas, correspondendo este à totalidade das horas de ponta. No entanto, caso o promotor da cogeração optasse, tal como acontece atualmente, por um período de funcionamento correspondente à totalidade das horas de pontas e cheias, é também compreensível através da referida figura que o projeto continuaria a ser viável. Caso esse fosse o regime adotado é mesmo compreensível que, dado que as curvas do proveito e do  $sLCOE$  são praticamente paralelas, o lucro corresponderia à área entre ambas e seria, em média, de cerca de 27 €/MWh.

Resumindo, e em caso de extrema necessidade a cogeração poderia funcionar a totalidade das horas de vazio e até mesmo de super vazio mas, nesse cenário, reduziria drasticamente o proveito, obtendo assim uma margem praticamente nula, mesmo nesta situação que seria a melhor possível para o cogrador por considerar uma situação de indiferença no método de remuneração da energia térmica e elétrica que seriam fornecidas ao cliente industrial.

## 5.6 Cenário 2: Submodalidade A do DL n.º 68-A/2015

### 5.6.1 Introdução

Tendo sido analisado no capítulo precedente a viabilidade de um sistema de cogeração aquando do seu enquadramento numa "situação tradicional", bem como de tendo sido elaborado um estudo semelhante para a situação mais próxima de autoconsumo que era possível verificar-se ao abrigo

do DL n.º 23/2010, tendo em consideração a recente alteração da legislação que regula este setor foi implementado no presente subcapítulo um estudo de viabilidade para uma situação real de autoconsumo.

De forma a iniciar o pretendido estudo a primeira consideração a ser feita reside no facto de que, para que seja permitido o enquadramento de uma instalação de cogeração numa situação de autoconsumo a mesma tem, em primeiro lugar, de cumprir um requisito. O mesmo, tal como pode ser observado na figura 5.15, consiste simplesmente numa limitação ao nível da potência máxima a instalar que, neste caso concreto, se situa nos 20 MW.

*a) A submodalidade A integra as cogerações com potência de injeção à rede igual ou inferior a 20MW que operam em modo de autoconsumo da eletricidade produzida, sendo a energia não consumida entregue ao CUR, nos termos do n.º 3;*

Figura 5.15: Possibilidade de autoconsumo em cogeração prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º-B do DL n.º 68-A/2015. [3]

Conhecida a primeira das restrições existentes torna-se também interessante compreender que, ao abrigo desta submodalidade e ao contrário do que acontecia no anterior enquadramento legal, cogrador e cliente não só podem como têm de ser, pelo menos em parte, a mesma entidade. Esta necessidade encontra-se expressa no n.º 2 o artigo 4.º-B onde é claramente imposto que, para que uma unidade de cogeração opere em regime de autoconsumo, a mesma deve utilizar a energia elétrica que produz quer para o abastecimento dos serviços auxiliares, quer para a alimentação de uma unidade de utilização associada. Esta unidade de utilização associada abastecida pela energia produzida em autoconsumo, de acordo com o exposto na alínea s) do artigo 2.º-A, deve ser detida direta ou indiretamente pelo titular da unidade de cogeração que fornece essa mesma energia. Tendo em consideração esta imposição legal, e de forma a facilitar a compreensão do exposto no presente subcapítulo, foi então considerado que o cliente industrial e o cogrador seriam uma mesma entidade.

Tendo em consideração o exposto, nesta situação de autoconsumo foi adaptado o procedimento anteriormente empregue de forma a que o mesmo incluisse as necessárias alterações de forma a tornar possível a obtenção da resposta ao objetivo primordial da presente dissertação. Este, tal como referido na fase introdutória da mesma, passa pela compreensão de se atualmente um sistema de cogeração a funcionar em regime de autoconsumo se apresentaria, ou não, como sendo um investimento viável, ou seja, se é capaz de proporcionar ao seu investidor um adequado retorno do montante investido.

### 5.6.2 Formato de valorização da energia elétrica nesta modalidade

Tendo sido apresentado no subcapítulo 5.2.4 o procedimento necessário à determinação da tarifa à qual o cliente industrial alimentado em média tensão adquiriu energia elétrica no ano tomado como referência, e tendo em consideração a especificidade introduzida aquando da publicação da



nova legislação, o formato de valorização da energia elétrica nesta submodalidade apresenta-se como sendo significativamente distinto daquele que se encontrava previsto ao abrigo da anterior legislação.

De acordo com o conteúdo do DL n.º 68-A/2015, numa situação de autoconsumo o que se encontra previsto é simplesmente que a produção elétrica se destine a alimentar quer os serviços auxiliares, quer a unidade de utilização associada, estando ainda contemplada a injeção dos excedentes na RESP. Acerca destes, deve ser novamente realçado o facto de que à data de conclusão da presente dissertação a portaria que visava esclarecer o seu formato de remuneração ainda não ter sido publicada, tendo sido por isso considerado que os referidos excedentes eram remunerados a um valor correspondente ao preço de mercado verificado a cada hora, sendo este valor ligeiramente acima daquele que se verifica na legislação que tutela o autoconsumo com as restantes tecnologias.

Adicionalmente a estes fatores que devem ser tomados em consideração na análise de viabilidade a implementar deve ainda ser notado que, de acordo com o n.º 5 do artigo 4.º-B, as instalações de cogeração que pretendam operar num regime de autoconsumo encontram-se sujeitas a um pagamento por dez anos de uma compensação mensal fixa. No entanto, no caso do presente subcapítulo essa compensação não foi tomada em consideração uma vez que, tal como se pode concluir através da alínea c) do n.º 3 do artigo 4.º-C, enquanto a soma da potência instalada em instalações de cogeração enquadradas nas submodalidades A e B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem às instalações de utilização associadas a energia por elas produzida não atingir os 5% do total da potência instalada nos centros eletroprodutores do SEN, não existirá lugar a qualquer pagamento desta compensação. Este limite, tal como exposto na subsecção 3.13.2.3, cifra-se atualmente em cerca de 891.7 MW o que representa mais de 68.59% do total da potência atualmente instalada em cogeração em Portugal. Desta forma, e tendo em atenção a atual situação da cogeração em solo nacional não se torna expectável que este limite seja alcançado num futuro próximo, sendo por isso perfeitamente válido não considerar este termo.

Tendo em consideração o acima descrito rapidamente se compreende que com a publicação da nova legislação o autoconsumo com cogeração ganhou todo um novo enquadramento no qual, apesar de não haver lugar ao pagamento das tarifas de uso global de sistema e de comercialização, não se encontra prevista a receção de qualquer tipo de prémio e existirá, a partir do momento em que se atinja o valor de potência anteriormente mencionado, lugar ao pagamento de uma compensação. Assim sendo, e para que um sistema de autoconsumo com cogeração nesta modalidade se apresente como sendo viável, o mesmo deverá apresentar um custo de funcionamento inferior aquele a que o cliente adquiriria energia elétrica da rede e combustível para produção térmica de que necessita.

### 5.6.3 Procedimento implementado na simulação

Tal como efetuado no subcapítulo 5.5.3, também nesta fase, depois de se encontrar realizado quer o enquadramento desta possibilidade que recentemente se veio abrir e quer ter sido compreendido qual o formato de valorização da energia elétrica neste cenário, será descrito o procedimento



implementado na simulação necessária ao alcance dos resultados pretendidos.

Mais uma vez, de forma a iniciar o pretendido estudo, a primeira decisão tomada consistiu na escolha da base temporal a utilizar na simulação. Tal como sucedeu na simulação da situação mais próxima possível de autoconsumo passível de ser verificada ao abrigo da anterior legislação, bem como na simulação da modalidade geral com venda da totalidade da produção em mercado, a escolha recaiu pela base horária uma vez que além dos dados do cliente e da produção de cogeração se encontrarem nessa base, a mesma é a mais apropriada para a remuneração dos excedentes que foi tomada em consideração.

Tomada a decisão da base temporal a utilizar, e recorrendo novamente ao *Excel*, o procedimento implementado, embora semelhante ao empregue no subcapítulo 4.5 aquando da simulação horária da venda do total da produção elétrica em mercados organizados, apresentou-se como sendo significativamente mais simples. Assim, em virtude da inexistência de qualquer prémio de participação em mercado, todas as colunas necessárias ao cálculo do mesmo deixam de ser relevantes, bastando assim ter conhecimento da data, dia, hora, produção da cogeração e preço de mercado. Desta forma, o procedimento implementado foi, pelo menos numa primeira fase, bastante semelhante aquele que foi implementado no subcapítulo 4.6 e que culminou com a apresentação da tabela 4.5.

#### 5.6.4 Diferença entre a existência e a inexistência de cogeração

Encontrando-se esta submodalidade A isenta do pagamento das tarifas de uso global de sistema e de comercialização, e encontrando-se determinados quer os encargos que o cliente teria com o abastecimento elétrico e térmico na inexistência de cogeração e quer os fluxos de energia na situação tomada como exemplo, o passo seguinte consistiu na determinação dos proveitos provenientes da instalação de um sistema de cogeração.

Iniciando mais uma vez a determinação dos proveitos por aqueles que resultam da energia elétrica, torna-se necessário compreender que, neste caso, para que se obtenha um valor de proveito torna-se necessário seguir uma abordagem ligeiramente distinta. Assim, e sendo considerado nesta situação que o cliente industrial e o cogrador são uma mesma entidade, o lucro proporcionado por um sistema de cogeração pode ser simplesmente calculado através das equações 5.19, 5.20 e 5.21.

$$\text{Lucro Cogeração } AC_h = \text{Custo Total}_h - (CGN_h + OC_h + \text{Custo Total CHP}_h - \text{Valor Excedente}_h) \quad (5.19)$$

$$\text{Custo Total CHP}_h = \text{Consumo Líquido}_h \times \text{Tarifa Efetiva}_h \quad (5.20)$$

$$\text{Valor Excedente}_h = \text{Excedente}_h \times PM_h \quad (5.21)$$

Nestas equações:

- Lucro Cogeração  $AC_h$  representa o lucro proporcionado pelo investimento num sistema de cogeração na hora "h", do mês "m", de 2014 e que se encontre a funcionar num regime de autoconsumo ao abrigo do DL n.º 68-A/2015. [€]
- Custo Total $_h$  representa o encargo na hora "h", do mês "m", de 2014 que o cliente teria com o abastecimento de energia elétrica da rede na ausência de cogeração. [€]
- $CGN_h$  representa o custo de gás natural na hora "h", do mês "m", de 2014 necessário à produção da central de cogeração. [€]
- $OC_h$  representa os encargos com outros custos à exceção dos de combustível e que seriam necessários ao funcionamento da central na hora "h", do mês "m", de 2014. [€]
- Custo Total  $CHP_h$  representa os custos de aquisição de energia elétrica que o cliente passaria a ter na hora "h", do mês "m", de 2014, após a instalação do sistema de cogeração. [€]
- Valor Excedente $_h$  representa o montante que seria obtido na hora "h", do mês "m", de 2014 com os excedentes elétricos do sistema de cogeração. [€]
- Consumo Líquido $_h$  representa a energia elétrica que, sendo consumida pelo cliente industrial, na hora "h", do mês "m", de 2014, é fornecida através da RESP. [MWh]
- Tarifa Efetiva $_h$  representa a tarifa total que o cliente pagou à rede na hora "h", do mês "m", de 2014 e que passaria a pagar pela energia elétrica que consumisse e não tivesse origem na cogeração. [€/MWh]
- Excedente $_h$  representa o excedente elétrico de cogeração que seria verificado na hora "h", do mês "m", de 2014. [MWh]
- $PM_h$  representa o preço de mercado verificado na hora "h", do mês "m", de 2014. [€/MWh]

Tal como se pode depreender da análise das equações acima apresentadas, nesta submodalidade o lucro elétrico proporcionado pela instalação de um sistema de cogeração passará pela diferença entre os custos em que o cliente incorreria para a aquisição de energia elétrica antes de ter instalada a cogeração e os custos e proveitos que passa a ter depois da instalação da cogeração. Estes últimos correspondem aos custos com combustível, outros montantes necessários ao funcionamento da central, aos encargos em que o cliente passará a incorrer para se abastecer da energia em défice relativamente à produção de cogeração e aos proveitos resultantes da entrega ao CUR dos excedentes. Através da aplicação deste procedimento, para o caso concreto que tem vindo a ser tomado como exemplo, no ano de 2014 este enquadramento legal originaria, mesmo considerando a substituição de um grupo motor por um mais eficiente a obtenção de um prejuízo de aproximadamente 275600€.

Apesar de os resultados obtidos indicarem que mesmo sendo considerado o proveito resultante da venda dos excedentes que, caso se confirme a hipótese de valorização considerada, corresponderia a perto de 190000€, a manutenção do regime de funcionamento (horas de pontas e cheias)

conduziria à obtenção de prejuízos. Sendo esta uma situação que logicamente não se apresenta como sendo interessante, importa compreender as razões a que a mesma se deve. Assim, tendo mais uma vez em consideração que a cogeração se apresenta como sendo uma tecnologia de produção combinada de energia elétrica e de energia térmica, esta última terá também de ser obrigatoriamente considerada nas simulações efetuadas. Dada a inexistência de dados horários deste tipo de produção, utilizando os dados fornecidos acerca da mesma bem como a soma para cada mês dos dados elétricos determinados em base horária, foi possível construir a tabela 5.9 através da qual se torna possível compreender a existência de alguma mais valia na aplicação de um sistema de cogeração, motivando assim a execução de um adequado estudo de viabilidade desta situação.

Tabela 5.9: Componentes da fatura total que o industrial teria em 2014 sem e com cogeração.

Mês	Fatura Elétrica do Industrial sem Cogeração	Valor da Energia Térmica	Fatura Total do Industrial sem Cogeração	Custos Cogeração (Combustível + Outros)	Fatura Elétrica do Industrial com Cogeração	Proveito da Venda dos Excedentes	Fatura Total do Industrial com Cogeração
Janeiro	181 917,05 €	63 423,00 €	245 340,05 €	175 910,03 €	47 644,92 €	15 224,09 €	208 330,85 €
Fevereiro	170 049,39 €	53 175,84 €	223 225,23 €	132 109,69 €	58 010,02 €	5 984,81 €	184 134,90 €
Março	177 657,80 €	51 840,01 €	229 497,82 €	151 387,78 €	61 381,64 €	8 348,05 €	204 421,37 €
Abril	177 628,35 €	53 097,36 €	230 725,71 €	164 099,58 €	58 212,06 €	11 291,47 €	211 020,16 €
Mai	182 759,29 €	57 631,49 €	240 390,78 €	172 575,92 €	56 510,01 €	16 280,02 €	212 805,91 €
Junho	180 879,34 €	51 456,98 €	232 336,31 €	163 410,73 €	56 929,49 €	17 429,60 €	202 910,62 €
Julho	201 797,20 €	58 149,34 €	259 946,54 €	186 079,57 €	57 282,58 €	16 701,38 €	226 660,78 €
Agosto	200 654,67 €	35 333,30 €	235 987,97 €	166 349,96 €	67 771,99 €	14 583,24 €	219 538,70 €
Setembro	187 110,18 €	53 788,12 €	240 898,29 €	178 023,99 €	49 811,25 €	20 831,53 €	207 003,70 €
Outubro	203 618,08 €	65 628,50 €	269 246,59 €	186 072,05 €	54 426,26 €	19 675,38 €	220 822,92 €
Novembro	174 987,63 €	57 774,24 €	232 761,87 €	167 111,47 €	46 286,67 €	20 913,20 €	192 484,94 €
Dezembro	171 040,07 €	54 624,86 €	225 664,93 €	168 202,82 €	49 983,03 €	22 617,52 €	195 568,32 €
Total	2 210 099,05 €	655 923,03 €	2 866 022,08 €	2 011 333,58 €	664 249,90 €	189 880,30 €	2 485 703,18 €
Média	184 174,92 €	54 660,25 €	238 835,17 €	167 611,13 €	55 354,16 €	15 823,36 €	207 141,93 €

Através da análise da tabela precedente fica então perceptível que, na ausência de cogeração, o cliente industrial tomado como exemplo teria necessitado em 2014 de cerca de 2.210 milhões de euros para o seu abastecimento de energia elétrica. Adicionalmente a este montante, considerando que o mesmo consumiria a totalidade da produção térmica da unidade de cogeração e sendo esta valorizada ao preço que custaria a sua produção numa caldeira a GN com eficiência de 90%, o industrial necessitaria ainda de ter disposto de mais 655923€, totalizando assim uma despesa que ascendia a 2.866 milhões de euros.

Uma vez que neste subcapítulo se pretende estudar uma situação de autoconsumo com cogeração torna-se então crucial compreender como se modificaria a estrutura de custos energéticos do cliente após a instalação de um sistema deste tipo. Desta forma, após o início de exploração do mesmo, o principal encargo necessário seria, como não poderia deixar de ser, aquele que existe com combustível e outras despesas necessárias ao funcionamento nas devidas condições da central que, como já anteriormente havia sido verificado, totalizaria no ano em consideração cerca de 2.011 milhões de euros. Sobretudo por uma questão de segurança, e mesmo que a energia elétrica produzida pelo sistema de cogeração seja suficiente para suprir a totalidade do consumo elétrico, caso um cliente industrial decida proceder à instalação deste tipo de sistema e o enquadrar num regime de autoconsumo, o mesmo deve continuar ligado à RESP. No caso concreto da simulação

efetuada, uma vez que existiam determinadas horas onde a produção elétrica em cogeração era insuficiente para suprir as necessidades elétricas do cliente industrial, existiu a necessidade de ter esse custo em conta. Considerando, tal como apresentado na equação 5.20, que o cliente exemplo conseguiria manter uma tarifa de aquisição de energia semelhante mesmo após a instalação do sistema de cogeração, para suprir os cerca de 8902 MWh que estariam em défice no ano de 2014 seriam necessários cerca de 664250€. Finalmente, da aplicação de um sistema de cogeração resultarão certamente alguns excedentes elétricos. Para este exemplo, no ano em consideração, existiriam cerca 3952 MWh excedentes relativamente ao consumo do cliente. Considerando que estes seriam remunerados ao preço de mercado verificado na hora em que o referido excedente fosse injetado na rede dos mesmos resultariam cerca de 190000€, valor este que corresponderia a um proveito. Retirando ao valor total necessário para o abastecimento térmico e elétrico do industrial na ausência de cogeração o montante necessário ao funcionamento da central de cogeração (e que compreende os encargos GN e outros custos) somado do valor necessário para ao pagamento do consumo líquido e deduzido do valor que seria obtido com os excedentes, torna-se possível compreender que, em todos os meses do ano de 2014, sendo considerada a instalação de um sistema de cogeração existiria um proveito para o cliente industrial. O referido proveito pode ser observado na figura 5.16 e, tendo em consideração a sua existência, torna-se interessante realizar mais uma vez uma análise económica que demonstre se de facto a vantagem proveniente da instalação do sistema de cogeração se revelaria ou não suficiente para que, além de ser proporcionado um adequado retorno do investimento, fosse ainda alcançada a obtenção de lucros.

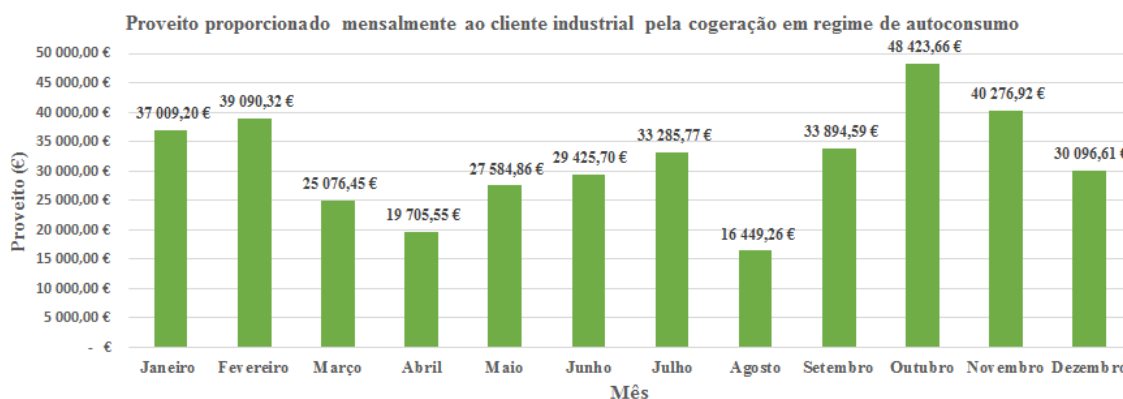


Figura 5.16: Proveito proporcionado mensalmente ao industrial exemplo pela instalação de um sistema de cogeração enquadrado na submodalidade A do DL n.º 68-A/2015.

### 5.6.5 Análise de viabilidade

Finalizada a simulação dos custos e proveitos que este projeto de cogeração teria caso fosse enquadrado numa situação de autoconsumo, ou seja na submodalidade A do DL n.º 68-A/2015, e de forma a compreender dentro de que moldes esta atividade se pode tornar viável, foi mais uma vez utilizado um indicador económico.

De forma a manter uma adequada sintonia com o trabalho apresentado numa fase prévia da presente dissertação, a escolha do indicador económico a utilizar voltou a recair no *sLCOE*. Nesta situação, uma vez que além dos custos com combustível e outros necessários ao funcionamento da central não existem mais parâmetros de custos variáveis a serem considerados, a expressão utilizada na sua determinação voltou a ser a 4.14. Mais uma vez, em adição à referida equação tornou-se também necessário recorrer à equação 4.15 de forma a realizar uma adequada atualização do capital.

Encontrando-se explicitado o método de obtenção do *sLCOE* em função do número de horas de funcionamento, e de forma a atingir o objetivo pretendido, mais uma vez este indicador não se revelou suficiente. Desta forma, tornou-se mais uma vez necessário determinar quais os proveitos que uma instalação de cogeração é capaz de proporcionar ao seu promotor. Iniciando a sua determinação por aqueles que resultam da procura de energia elétrica que passa a ser suprida através da instalação de cogeração, em detrimento da rede, os mesmos podem ser determinados através da aplicação de uma condição idêntica à aplicada para o cenário anterior em conjunto com uma expressão que, embora semelhante à 5.18, teve de ser adaptada a esta situação. Desta forma, e uma vez que neste cenário se está perante uma situação de autoconsumo, a referida expressão teve de ser ligeiramente modificada, tendo-se assim obtido a equação 5.22.

$$\text{Proveito Cogeração}_h = \frac{\text{Tarifa sem } PC_h \times \text{Energia Autoconsumida}_h + PM_h \times \text{Excedente}_h}{\text{Energia Autoconsumida}_h + \text{Excedente}_h} \quad (5.22)$$

Nesta equação:

- Proveito Cogeração<sub>h</sub> corresponde ao proveito proporcionado para o cliente industrial pela central de cogeração na hora de funcionamento "h", do mês "m", de 2014 [€/MWh]
- Tarifa sem PC<sub>h</sub> corresponde à tarifa que o cliente deixaria de pagar à rede hora "h", do mês "m", de 2014, pela energia que sendo autoconsumida deixaria de prover da rede. [€/MWh]
- Energia Autoconsumida<sub>h</sub> corresponde à quantidade de energia elétrica que sendo produzida em cogeração seria diretamente autoconsumida pela instalação industrial na hora "h", do mês "m", de 2014. [MWh]
- PM<sub>h</sub> corresponde ao preço de mercado verificado na hora "h", do mês "m", de 2014, e ao qual seria remunerada a eletricidade em excesso proveniente da cogeração. [€/MWh]
- Excedente<sub>h</sub> corresponde à quantidade de energia elétrica que sendo produzida em cogeração seria excedente relativamente ao consumo da instalação industrial na hora "h", do mês "m", de 2014. [MWh]

Aplicando esta equação foi desde logo possível retirar uma interessante conclusão acerca dos proveitos alcançáveis por um sistema de cogeração na existência de excedentes. Assim, tendo em conta a consideração utilizada e que definiu que os mesmos seriam remunerados a uma tarifa correspondente ao preço de mercado verificado na hora onde o referido excedente seria injetado na

rede, o seu baixo valor relativamente à tarifa que o cliente paga pela energia consumida (mesmo na ausência da consideração do termo de potência contratada) leva à obtenção de um proveito mais reduzido em todos os tipos de hora. Este facto pode então ser demonstrado através da tabela 5.10 na qual, através da análise das duas últimas colunas, se torna possível compreender que a existência de um valor de excedente mais elevado em horas de ponta conduziu a que o proveito efetivo que seria verificado na situação tomada como exemplo fosse mais reduzido. Nos restantes períodos horários verifica-se igualmente a existência de excedentes, sendo no entanto os mesmos de valor mais reduzido, algo que pode ser compreendido pelo menor impacto existente nos proveitos.

Tabela 5.10: Diferença entre os proveitos provenientes do autoconsumo de energia elétrica produzida em cogeração, em cada período horário, no caso do cenário em estudo e nos casos de ser ou não considerada a influência da existência de excedentes.

Enquadramento Legal	Tipo de Hora	Proveito (sem excedentes)	Proveito (com excedentes)
<b>Cenário 2</b> <b>(Situação Explícita de</b> <b>Autoconsumo - Submodalidade A</b> <b>do DL n.º 68-A/2015)</b>	<b>Ponta</b>	201,481	176,426
	<b>Cheia</b>	88,033	87,980
	<b>Vazio</b>	67,142	67,040
	<b>Super Vazio</b>	59,085	58,940

Concluída a determinação dos proveitos em cada um dos quatro períodos horários existentes, e de forma a proceder à adaptação do seu valor em função do número de horas de funcionamento, mais uma vez se revelou necessário aplicar as equações 4.16, 4.17 e 4.18. Aplicando as referidas equações, foi possível obter-se a figura 5.17 através da qual se torna exequível a retirada de conclusões acerca da viabilidade da aplicação de um sistema de cogeração semelhante ao tomado como exemplo quer na situação de não considerar a valorização de energia térmica, quer na situação de considerar como proveito aquele que resulta das duas formas de energia passíveis de serem obtidas por um sistema de cogeração.

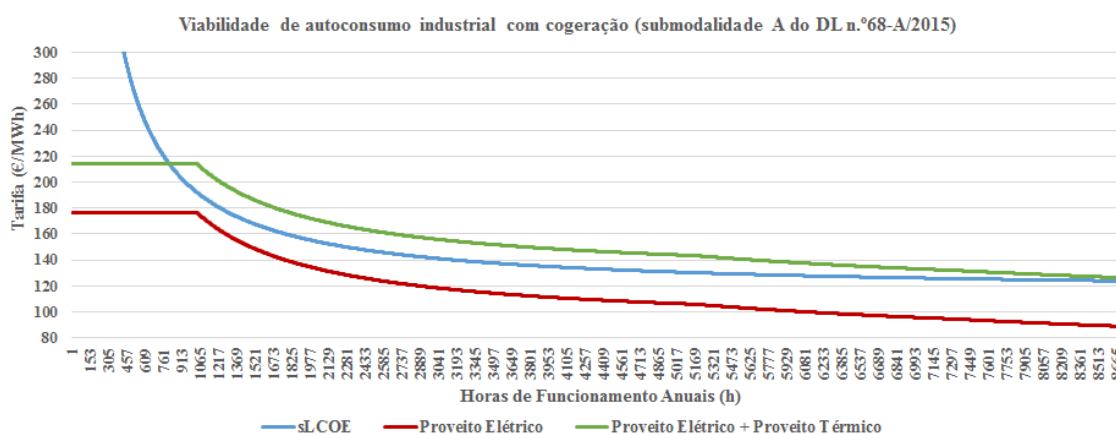


Figura 5.17: Viabilidade de um sistema de cogeração em função do número de horas de funcionamento aquando do seu enquadramento numa situação de autoconsumo.

### 5.6.6 Conclusões (cenário 2)

Concluídos os esclarecimentos necessários à compreensão da simulação efetuada ao abrigo de uma situação explícita de autoconsumo enquadrada na submodalidade A do DL n.º 68-A/2015 torna-se interessante compreender se de facto se está perante uma situação com potencial para dinamizar este setor.

Iniciando a análise da viabilidade do sistema tomado como exemplo pela consideração exclusiva dos proveitos resultantes da energia elétrica que deixa de ser adquirida ao comercializador e passa a ter proveniência na cogeração, rapidamente se percebe pela análise das curvas a azul e vermelho da figura 5.17 que esta não seria uma situação viável. Realçando que, caso este tivesse sido um sistema projetado de raiz para a situação específica de uma determinada indústria e se conseguissem minimizar os excedentes existentes nas horas de ponta, a conclusão anterior poderia deixar de ser válida. Tendo por base os dados existentes na penúltima coluna da tabela 5.10, e seguindo o restante procedimento necessário para a determinação dos proveitos em função do número de horas de funcionamento foi mesmo possível compreender que numa situação onde não existisse qualquer excedente em horas de ponta, bastariam 929 horas de funcionamento em ponta anuais para que o projeto apresentasse um valor atual nulo no final do seu tempo de vida útil.

Numa fase posterior, onde se considerou a valorização da energia térmica, através da análise das curvas representadas a azul e verde da figura 5.17 é possível compreender quais os requisitos necessários para que um sistema de cogeração a funcionar num regime de autoconsumo ao abrigo da atual legislação necessita para que se torne um investimento viável. Assim, o mesmo necessitaria de funcionar pelo menos 813 horas de ponta anuais durante o período de vida útil da central. Este período de funcionamento, que corresponde à interseção das referidas curvas, apesar de marcar a fronteira entre uma situação de inviabilidade e uma situação de viabilidade para este caso concreto tomado como exemplo, pode ser utilizado como um bom indicador acerca daquilo que poderá ser expectável para a viabilidade de um sistema de cogeração a funcionar nestes moldes.

Para a situação em estudo neste subcapítulo, que corresponde ao investimento numa central nova a funcionar num regime autoconsumo que apresentasse produção térmica e elétrica semelhantes à tomada como exemplo embora detivesse um rendimento elétrico mais elevado, torna-se também interessante compreender qual a viabilidade que o sistema teria. Assim, mantendo o regime de funcionamento nas 5360 horas anuais, o *sLCOE* necessário para que no final do tempo de vida útil o investimento tivesse um impacto neutro seria de aproximadamente 129.567 €/MWh, enquanto que o proveito proporcionado neste enquadramento seria de 141.908 €/MWh. Conclui-se assim que, considerando a manutenção deste regime anual de funcionamento durante o tempo de vida útil da central, a mesma permitiria obter uma mais valia de cerca de 8.7% relativamente ao *sLCOE* mínimo necessário para a viabilização do projeto.

Adicionalmente, através da análise da figura 5.17 torna-se também possível compreender que, caso exista necessidade de expandir o período de funcionamento para as horas vazio e/ou super vazio até um máximo de 8760 horas anuais, o investimento na central de cogeração continuaria a ser viável. No entanto, ao contrário do que acontecia caso fosse mantido o regime de funcio-

namento atual e onde existiria uma margem de cerca de 12.341 €/MWh, essa mesma mais-valia seria substancialmente reduzida para um valor de cerca de 2.377 €/MWh caso a central funcionasse a totalidade das horas do ano, colocando assim o projeto num valor muitíssimo aproximado do limiar de viabilidade.

## 5.7 Conclusões

Através do presente capítulo foi possível simular, em primeiro lugar, quais seriam os encargos que um determinado cliente industrial tomado como exemplo teria na ausência de cogeração. Dessa simulação deve ser destacado sobretudo o enorme peso apresentado pelas tarifas de acesso às redes relativamente à energia consumida, com especial ênfase nas horas de ponta onde os encargos são significativamente mais elevados que nos restantes períodos horários.

Conhecidos estes custos, e para que se conseguisse implementar o estudo de viabilidade pretendido, tornou-se crucial proceder à determinação dos custos com combustível e outros necessários ao funcionamento da central e dos fluxos de energia que o sistema aqui tomado como exemplo apresentaria. O entendimento destes fluxos é parte essencial do pretendido estudo dado que a valorização da energia elétrica que é autoconsumida e da energia que se encontra em excesso não é idêntica.

Concluída esta primeira fase, o passo seguinte consistiu na realização de uma adequada explicitação acerca do procedimento necessário para que fosse analisada a viabilidade de um sistema de cogeração com motor a gás natural numa situação de autoconsumo em dois cenários distintos:

- Cenário 1: Situação mais próxima possível de autoconsumo passível de ser verificada ao abrigo do DL n.º 23/2010 em conjunto com a restante legislação complementar.
- Cenário 2: Situação explícita de autoconsumo ao abrigo do DL n.º 68-A/2015.

Em ambos os cenários, e em virtude das ilações retiradas no capítulo anterior acerca da viabilidade da cogeração numa "situação tradicional" sobretudo após a publicação do DL n.º 23/2010, foi considerada a melhor situação possível para a valorização da energia elétrica e térmica fornecidas correspondente às mesmas serem remuneradas com um montante igual a uma situação de indiferença para o cliente industrial.

Quanto ao cenário 1, foi observável que, considerando apenas a valorização da energia elétrica, o proveito proporcionado pela mesma não se revelava suficiente para que o projeto apresentasse a necessária viabilidade. Já na situação onde se considerou como proveito o resultante da produção térmica e elétrica, caso fosse mantido o atual regime de funcionamento (horas de pontas e cheias), foi possível compreender que existiria uma margem próxima dos 27€/MWh que corresponderiam a cerca de 17% relativamente ao  $sLCOE$ . Desta forma, esta poderia ser uma solução com algum interesse mas, caso a mesma fosse transformada numa situação mais realista que considerasse um desconto ao cliente pelo menos numa das formas de energia que este adquire de forma a o incentivar a ser abastecido através da cogeração, esta margem seria substancialmente reduzida



o que tendo em conta sobretudo as incertezas verificadas ao nível dos custos de aquisição de combustível tornaria este investimento bastante arriscado.

De forma similar ao cenário 1, também no cenário 2, ao ser considerado como proveito apenas o resultante do novo paradigma correspondente ao abastecimento elétrico ser realizado primordialmente através da central de cogeração, é possível concluir que esta atividade não apresentaria a necessária rentabilidade. No entanto, caso se considere como proveito o resultante da totalidade da produção elétrica e térmica com proveniência na cogeração, a conclusão anterior deixa de ser válida, bastando para tal que a cogeração funcionasse por um período superior a 813 horas de ponta para que a mesma se apresentasse como sendo um investimento viável. Caso o investidor ostentasse a pretensão de manter um regime de funcionamento que englobasse a totalidade das horas de ponta e cheia, foi possível perceber que o proveito proporcionado pela cogeração seria cerca de 8.7% superior ao valor mínimo necessário para que o projeto apresentasse um valor atual nulo no final do seu tempo de vida útil. Desta forma, e apesar deste valor ser pouco mais de metade daquele que foi apresentado para o cenário 1, importa realçar que considerou-se no cenário 2 que o cogrador e o industrial seriam uma mesma entidade e assim não existiu a necessidade de descontar ao valor apresentado qualquer margem de lucro. Através desta consideração é possível compreender que para uma situação de autoconsumo enquadrada nas condições do cenário 2 se torne viável, a mesma deve apenas apresentar uma poupança relativamente a uma situação tradicional de abastecimento elétrico com proveniência na RESP e de abastecimento térmico através de uma caldeira a GN, que seja suficiente não só para que sejam amortizados os custos de investimento da central, como também para pagar os custos de combustível e outros necessários ao funcionamento da mesma e ainda seja capaz de proporcionar alguma mais valia para o investidor.

## Capítulo 6

# Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões passíveis de serem alcançadas através da realização da presente dissertação bem como será realizada não só uma análise crítica acerca da satisfação dos objetivos inicialmente propostos, bem como uma descrição de possíveis trabalhos futuros com interesse de serem desenvolvidos nesta área.

### 6.1 Considerações Finais

A cogeração apresenta-se como sendo uma tecnologia de produção combinada de energia elétrica e de energia térmica da qual advém benefícios de diversos tipos e que podem essencialmente ser categorizados em económicos, sociais e ambientais. [2, 4]

Atualmente, a generalidade da literatura, subdivide as tecnologias de cogeração passíveis de serem empregues a novos projetos em dois tipos denominados de convencionais e emergentes. As tecnologias convencionais, compreendem as turbinas a gás, as turbinas a vapor, os ciclos combinados, os motores de combustão interna, os motores a vapor e apresentam-se como sendo equipamentos que já se encontram numa fase onde a maturação tecnológica já foi alcançada. Em virtude do alcance deste patamar, estas são as tecnologias aplicadas à generalidade das centrais de cogeração existentes e as mesmas continuarão a ser empregues na maioria dos novos projetos que ainda venham a surgir. Quanto às tecnologias emergentes, as mesmas englobam essencialmente as microturbinas e as pilhas de combustível que, apesar de ainda não se encontrarem num estado de desenvolvimento tão avançado como as restantes tecnologias existentes, apresentam algumas vantagens que as podem tornar interessantes para aplicações mais pontuais. Contudo, é expectável que dado o seu potencial, estas sejam tecnologias em que num futuro próximo se irá investir e que, caso sejam resolvidas algumas das dificuldades específicas que têm afetado a sua proliferação, vejam a sua gama de aplicações substancialmente ampliada. [6, 7, 19, 23, 29]

Tradicionalmente, a cogeração apenas se aplicava em locais onde se verificava a existência de vinculadas necessidades de energia térmica sob a forma de calor, sendo assim este facto uma limitação na sua gama de aplicações. No entanto, e fruto da evolução tecnológica verificada ao longo das últimas décadas, têm surgido no mercado equipamentos dominados de *chillers* que, dada a sua

crescente eficiência, têm vindo a colmatar este obstáculo. Assim sendo, e transformando energia térmica a elevadas temperaturas em energia térmica a baixas temperaturas, estes equipamentos têm contribuído de forma decisiva para o aumento do âmbito de aplicação das centrais de cogeração. Esta é de facto uma ilação aplicável ao caso concreto nacional uma vez que em Portugal, tal como analisado, existem várias centrais de cogeração que recorrem a sistemas de *CCHP* (que combinam sistemas de cogeração com *chillers*) e que se encontram localizados por exemplo em centros comerciais, ou mesmo em sistemas de *DHC*. [2, 6, 7, 19, 20, 35, 36, 37]

Além da trigeração, outra adição à cogeração que se apresenta como sendo bastante interessante reside nos sistemas de armazenamento de energia térmica, seja esta sob a forma de calor ou sob a forma de frio. Estes dispositivos consistem simplesmente em grandes tanques de aço devidamente isolados que, ao armazenar eventuais excedentes térmicos, permitem aumentar de forma decisiva a flexibilidade de operação de um sistema de cogeração representando desta forma uma inegável mais valia para o mesmo. [38]

A nível nacional, a cogeração surgiu na década de 30 do século passado tendo começado pelo emprego de sistemas muito rudimentares e que se constituíam essencialmente por caldeiras conjuntamente com máquinas a vapor. Já na década de 80, em virtude da publicação da legislação que vinha introduzir o conceito de produtor independente, a cogeração começou a ganhar relevância tendo a sua potência crescido de forma considerável. Avançando no tempo, e com a publicação na década de 90 de um novo enquadramento legal próprio, o setor da cogeração ganhou novo fôlego e viu novamente a sua potência crescer de forma significativa. A partir de 1997, em virtude da introdução do GN em Portugal, não só devido ao apertar da legislação que tutelava as emissões de poluentes para a atmosfera como também da maior facilidade de operação de uma central que utilizasse este combustível, foram verificados novos investimentos em cogeração e foram ainda convertidas diversas das centrais já existentes que, apesar de não terem sido projetadas de raiz para o uso do referido combustível, eram compatíveis com o mesmo e ainda se encontravam aptas a funcionar por um período de tempo suficientemente interessante para que se obtivesse um adequado retorno do investimento. [42]

Tendo por base os últimos dados existentes, a cogeração em Portugal totalizava no ano de 2013 uma potência instalada em torno dos 1300 MW. A nível tecnológico era de realçar a grande preponderância das turbinas a gás natural face às restantes tecnologias, seguidas pelos motores a gás natural. Já a nível da distribuição da potência, a mesma encontra-se essencialmente concentrada nas indústrias de papel, química e têxtil, sendo no entanto de destacar também a presença de sistemas de cogeração nas indústrias alimentar, cerâmica, hospitalar, de serviços, de madeira e de embalagens. Como se pode concluir através destes dados, a cogeração localiza-se em indústrias que são essencialmente exportadoras podendo assim representar para as mesmas um auxiliar ao fomento da sua competitividade, sobretudo se for tomado em consideração o peso que o abastecimento energético usualmente apresenta em unidades industriais. [42]

Em 2010, e em virtude da transposição da Diretiva 2004/8/CE para a legislação nacional, foi realizado em Portugal um estudo de potencial de cogeração de elevada eficiência que identificou um potencial para novos investimentos em torno dos 952 MW<sub>elétrico</sub>, podendo este valor ser di-

vidido em 700 MW<sub>elétrico</sub> para o setor industrial e 252 MW<sub>elétrico</sub> para o setor dos serviços. Em virtude dos benefícios proporcionados ao nível da poupança de energia primária pelos sistemas de cogeração, caso este potencial se atingisse o mesmo corresponderia a uma poupança significativa para o país não só ao nível da importação de combustíveis, como também da quantidade de CO<sub>2</sub> que seria enviada para a atmosfera. No referido estudo foram igualmente identificadas barreiras de ordem económica, técnica e política que poderiam condicionar o alcance deste potencial, e foram ainda deixadas para análise possíveis soluções que contribuíssem para que os entraves identificados pudessem ser ultrapassados. [9]

De acordo com os últimos dados existentes, referentes à realidade Europeia no ano de 2013, em termos de cogeração Portugal encontrava-se ligeiramente acima da média na quota desta tecnologia relativamente à produção total de eletricidade. Comparativamente à média dos restantes países europeus deve ainda ser destacada a maior preponderância de combustíveis renováveis, nomeadamente da biomassa, que em Portugal representava cerca de 26% do total da cogeração, enquanto que a média europeia se situava em cerca de 16.3%.

De todos os países que utilizam cogeração em solo europeu, deve sem dúvida ser realçada a Dinamarca. Neste país, sobretudo a partir da década de 70, foi verificado um investimento considerável neste tipo de sistema que muitas vezes foi também associado a redes de *DHC*. Mais recentemente, para além dos tradicionais sistemas de cogeração associados a redes *DHC*, a Dinamarca tem apostado também na trigeriação, no armazenamento de energia térmica, no fornecimento de serviços de sistema e em alguma resposta dinâmica, conseguindo assim explorar praticamente todas as potencialidades que um sistema de cogeração pode proporcionar. [19, 42, 43, 63]

A nível legal, a presente dissertação começou por realizar uma análise das peças legislativas mais recentes e que se revelaram importantes para o desenvolvimento da cogeração, tendo então iniciado esta fase do estudo pela Diretiva 2004/8/CE. Esta publicação, que visava essencialmente a promoção da cogeração de elevada eficiência, foi sem dúvida preponderante ao definir diversos conceitos que ainda hoje são aplicáveis e de que são exemplo, nomeadamente, o da poupança de energia primária e o formato de cálculo da eletricidade produzida em centrais de elevada eficiência. Na fase final desta diretiva encontrava-se imposto um prazo legal para que a mesma fosse transposta para a legislação dos vários estados membros, prazo esse que cessava em 2006 [8]. No entanto, e apesar da existência desta imposição, Portugal revelou-se um país incumpridor uma vez que só no ano de 2010, e com a publicação do DL n.º 23/2010, efetivou a transposição dessa diretiva. A publicação deste DL revelou-se como sendo uma autêntica revolução relativamente aquilo que se verificava na anterior legislação, que era definida pelo DL n.º 313/2001 juntamente com as restantes portarias que o complementavam, tendo então alterado significativamente o paradigma da cogeração que era verificado até então. A partir da sua entrada em vigor, que sucedeu em Março de 2010, o setor da cogeração passou então a estar dividido em duas modalidades distintas denominadas de modalidade especial e de modalidade geral. A modalidade especial, e tal como sucedia com a legislação que antecedia esta publicação, visava a injeção da totalidade da energia elétrica produzida na RESP. De forma a remunerar essa mesma energia o que se encontrava legalmente previsto é que a mesma fosse paga com um montante correspondente a uma tarifa de

referência fixa juntamente com um prémio de eficiência e um prémio de energia renovável, prémios esses que apenas eram aplicáveis mediante o cumprimento de determinadas condições de elegibilidade e que poderiam ser distintos consoante alguns fatores que se encontravam previstos (nomeadamente a potência da central, o tipo de combustível, a PEP e a eficiência da central em consideração). Quanto à modalidade geral, esta veio introduzir um conceito que até então não existia e que consistia essencialmente na participação das unidades cogradoras em mercados organizados, podendo nos mesmos comercializar a eletricidade produzida e recebendo pela mesma o montante horário de fecho de mercado bem como um prémio de participação em mercado. Acerca desta modalidade deve ainda ser referido que a mesma contemplava alternativamente à venda da totalidade da produção em mercado outras soluções para a energia elétrica, nomeadamente o estabelecimento de contratos bilaterais e os fornecimentos a clientes diretamente conectados à instalação de cogeração. Apesar do atraso na sua publicação, o DL n.º 23/2010 apenas se tornou completamente aplicável no ano de 2012 após a publicação de várias portarias e declarações de retificação complementares. Acerca deste decreto-lei revela-se importante referir que, após a sua publicação, a atividade da cogeração em Portugal sofreu um revés considerável marcado não só pela ausência de novos investimentos, como também pelo encerramento de mais de 40 centrais de cogeração que representam mais de 211 MW. [10, 11, 28, 52, 82]

No ano de 2012, e cerca de 8 anos decorridos após a publicação da Diretiva 2004/8/CE, surgiu a Diretiva 2012/27/UE que visava quer a proliferação do emprego de soluções que visem a eficiência energética, quer a promoção da cogeração de elevada eficiência. No entanto, apesar do âmbito de aplicação desta diretiva não se revelar muito distinto daquele que havia sido verificado na diretiva anteriormente explicitada, esta foi mais além ao estabelecer mesmo a cogeração de elevada eficiência como sendo o *standard* da produção de eletricidade, sobretudo nos casos onde exista uma adequada utilização para a energia térmica. Além deste facto, e também à semelhança do que já havia sido feito anteriormente, esta diretiva veio impor a obrigação de todos os estados membros realizarem uma nova análise não só do potencial de cogeração de elevada eficiência, como também dos sistemas de aquecimento e/ou arrefecimento urbano, o mais tardar até ao final de 2015. [57]

Da mesma forma que sucedeu aquando da publicação da Diretiva 2004/8/CE, também a Diretiva 2012/27/UE impôs um prazo para que os diversos estados membros efetivassem a sua transcrição para a legislação nacional. Mais uma vez Portugal revelou-se um país incumpridor, e só no passado dia 30 de Abril de 2015 essa transposição foi efetivada com a publicação do DL n.º 68-A/2015 que, de momento e em virtude da inexistência de duas portarias que o complementem adequadamente, ainda não pode ser completamente aplicável. Esta peça legal pode ser caracterizada por, apesar de manter a estrutura base do DL n.º 23/2010, introduzir algumas alterações que se concentram essencialmente na modalidade geral. Desta forma, a mesma foi subdividida em duas submodalidades distintas denominadas de submodalidade A e de submodalidade B. Na primeira, encontra-se expressa a principal diferença relativamente à anterior legislação uma vez que a mesma vem introduzir o conceito de autoconsumo em cogeração para centrais que, além de o pretenderem, apresentem uma potência de injeção igual ou inferior a 20 MW. Já a submodalidade

B apresenta um maior grau de semelhança com a modalidade geral definida pelo DL n.º 23/2010 uma vez que se destina a todas as centrais de cogeração que pretendam operar num regime de venda total ou parcial da energia elétrica produzida em mercados organizados. Tal como se verifica nas centrais abrangidas pelo DL n.º 153/2014, que tutela o autoconsumo com exceção daquele que é feito com recurso a instalações de cogeração, também no caso de existir uma situação de autoconsumo com cogeração ao abrigo do novo enquadramento legal a mesma encontrar-se-á, a partir do momento em que se atinja um determinado limiar de nova potência instalada (891.7 MW), obrigada a proceder ao pagamento de uma compensação mensal e fixa durante um período de 10 anos. [3, 8, 57, 77]

A nível prático, e numa fase anterior à da procura da resposta ao objetivo fulcral da presente dissertação, tentou-se compreender em que moldes é que a atividade de cogeração seria viável numa "situação tradicional" onde a totalidade da produção elétrica seria entregue às RESP, e remunerada de acordo com o enquadramento legal correspondente, enquanto que a produção térmica seria entregue ao cliente industrial, e remunerada ao preço que lhe custaria o combustível necessário à obtenção da mesma produção térmica que seria suprida pela cogeração. Para tal foram definidos 4 cenários distintos, para os quais se determinou a viabilidade, e que foram denominados de:

- Caso Base: corresponde ao enquadramento da central em estudo ao abrigo do DL n.º 313/2001 em conjunto com a Portaria n.º 58/2002. Este cenário é considerado como sendo o caso base uma vez que a central se encontra atualmente ao abrigo do enquadramento remuneratório definido por esta legislação.
- Cenário 1: corresponde ao enquadramento da central em estudo ao abrigo da modalidade especial do DL n.º 23/2010 e do DL n.º 68-A/2015, dadas as suas semelhanças.
- Cenário 2: corresponde ao enquadramento da central em estudo ao abrigo da modalidade geral definida pelo DL n.º 23/2010.
- Cenário 3: corresponde ao enquadramento da central em estudo ao abrigo da submodalidade B do DL n.º 68-A/2015.

Relativamente ao cenário 2, o mesmo foi simulado em virtude de aquando do início da presente dissertação se encontrar em vigor o DL n.º 23/2010. Atualmente, em virtude da publicação do DL n.º 68-A/2015, para que um novo projeto possa surgir numa "situação tradicional" as opções existentes cingem-se à modalidade especial (cenário 1) e à submodalidade B da modalidade geral (cenário 3).

Ainda antes de ser determinada a viabilidade de um investimento numa central de cogeração enquadrada numa situação semelhante à descrita, e no seguimento do procedimento implementado, ficou desde logo demonstrada a razão que levou, e tem levado ao encerramento de diversas centrais de cogeração assim que tiveram/tiverem de deixar de estar enquadradas ao abrigo do enquadramento remuneratório definido pelo DL n.º 313/2001. Desta forma, e tendo em consideração

a queda abrupta ao nível da tarifa elétrica a que a eletricidade produzida em cogeração passa a ser remunerada aquando dessa transição, mesmo na melhor hipótese (que como se viu corresponderia à modalidade especial), para centrais antigas e que apresentem rendimentos elétricos mais baixos, torna-se complexa a obtenção de proveitos que superem os custos. Encontrando-se então conhecido o principal fator que tem originado os referidos encerramentos, e tendo em consideração que se pretendia proceder à implementação de um estudo de viabilidade para uma central nova, o procedimento empregue consistiu na simulação da realização de um investimento numa central que, apresentando uma produção idêntica à da exemplo, alcançasse um rendimento elétrico que fosse equivalente ao de uma central nova. Desta forma, e tendo em atenção os progressos tecnológicos verificados, esta situação distinguia-se da anterior não só por originar custos com combustíveis inferiores, mas também por proporcionar encargos de funcionamento mais reduzidos.

Completa a determinação dos custos e proveitos alcançáveis através do investimento numa central mais moderna, e recorrendo ao *sLCOE* que, resumidamente, consiste num indicador económico que permite conhecer qual o proveito necessário para que no final do tempo de vida útil um determinado investimento apresente valor atual nulo, foi possível conhecer a viabilidade em cada um dos cenários considerados [112, 113, 114]. Assim, rapidamente se compreendeu que mesmo considerando em todos os cenários uma valorização da energia térmica que corresponderia à melhor situação possível, correspondente ao cliente industrial aceitar remunerar a mesma ao preço que esta lhe custaria numa caldeira a GN com eficiência de 90%, apenas no enquadramento correspondente ao DL n.º 313/2001 (cenário base) a cogeração se apresentava como sendo claramente viável. Desta forma, e tendo sido considerada uma valorização da energia térmica idêntica independentemente do enquadramento legal adotado em cada um dos cenários abrangidos, mais uma vez se realça que a proveniência das substanciais diferenças existentes entre os vários cenários tem origem exclusivamente na valorização da energia elétrica. Assim, tanto na modalidade especial dos DL n.º 23/2010 e n.º 68-A/2015 (cenário 1), como na modalidade geral do DL n.º 23/2010 (cenário 2) com venda da totalidade da produção em mercados organizados, o investimento numa central de cogeração apresentaria uma viabilidade extremamente reduzida, revelando-se assim um investimento com um considerável índice de risco. Destacando os reduzidos preços verificados em mercado bem como a cessação do pagamento do prémio de participação em mercado, a submodalidade B do DL n.º 68-A/2015 (cenário 3) apresenta-se como proporcionando um proveito de tal forma reduzido que nunca sequer seria suficiente para que fossem pagos os custos com GN. Desta forma tornou-se clara a razão pela qual novos investimentos nesta área não surgiram após a publicação completa do DL n.º 23/2010 nem irão surgir, pelo menos na submodalidade B do DL n.º 68-A/2015 com venda da totalidade da produção elétrica em mercado. Ainda acerca dos vários cenários legais analisados neste estudo de viabilidade numa "situação tradicional" de cogeração deve ser realçado que, contrariamente ao que acontecia ao abrigo da anterior legislação onde as modalidades geral e especial eram praticamente equivalentes a nível remuneratório, na atual legislação tal não acontece. Nesta o "fosso" existente entre a modalidade especial e a submodalidade B (que se encontra incluída na modalidade geral) é de tal forma abissal que na primeira existe a possibilidade, embora remota, de ser proporcionada alguma viabilidade, enquanto que na última



esta hipótese nem sequer se coloca.

Relativamente ao estudo de viabilidade de uma central de cogeração enquadrada num regime de autoconsumo, e de forma a dar resposta ao objetivo principal desta dissertação, foram criados dois cenários.

- Cenário 1: corresponde ao enquadramento da central em estudo num regime próximo do de autoconsumo ao abrigo da modalidade geral do DL n.º 23/2010.
- Cenário 2: corresponde ao enquadramento da central em estudo num regime de autoconsumo ao abrigo da submodalidade A do DL n.º 68-A/2015.

Aquando do início da presente dissertação, e apesar de ser conhecido que em virtude do prazo fixado na Diretiva 2012/27/UE a legislação da cogeração teria de ser alterada, pelo menos até ao dia 19 de Março de 2015 não era expectável que essa alteração sucedesse durante o período de realização da mesma [57, 105]. Desta forma, e uma vez que no anterior enquadramento legal não se encontrava explicitamente definido o autoconsumo, o referido estudo foi desenvolvido com base na situação mais próxima do mesmo passível de ser verificada ao abrigo da legislação que até então se encontrava em vigor (cenário 1). Assim sendo, depois de devidamente analisados e tratados os dados de um cliente industrial que foi tomado como exemplo, bem como terminada a simulação da sua fatura na ausência de cogeração e de terem sido simulados os custos e fluxos energéticos que se verificariam com a instalação de um sistema de cogeração semelhante ao tomado como exemplo, foi implementado um estudo de viabilidade.

No entanto, e tendo em consideração a publicação do DL n.º 68-A/2015 no passado dia 30 de Abril de 2015, o cenário 1 deixou automaticamente de ser válido para novos projetos que pudessem surgir uma vez que a legislação em que o mesmo se baseava passou imediatamente a ser inaplicável. Assim, e uma vez que na submodalidade A da modalidade geral passou a estar explícita a situação de autoconsumo com cogeração (cenário 2) que, teoricamente, se aplicará desde a data da sua publicação em diante, foi realizado um estudo semelhante mas tendo em atenção as particularidades que a nova legislação veio incutir. [3]

No cenário 1 tornou-se possível concluir que mesmo na situação mais favorável para a cogeração, correspondente ao cliente industrial remunerar os dois tipos de energia fornecidos de forma indiferente relativamente àquela que se verificaria na ausência de cogeração, a mesma só seria viável caso fossem considerados os proveitos provenientes dos dois tipos de energia capazes de serem fornecidos pela central de cogeração.

De forma análoga, também no cenário 2, a cogeração apenas se apresentaria como sendo um investimento viável caso fossem devidamente contabilizados a totalidade dos proveitos provenientes do autoconsumo térmico e elétrico. Demonstrou-se que caso a central funcionasse apenas a totalidade das horas de ponta a sua viabilidade seria máxima e existiria ainda a necessária margem para que funcionasse também não só na totalidade das horas de cheias, como de vazio e super vazio. No entanto, deve-se realçar que aumentando o número de horas de funcionamento a diferença entre o proveito total e o  $sLCOE$  se reduz. Porém, e mesmo numa situação correspondente ao



funcionamento em horas de pontas e cheias com a cogeração a ser detida pelo cliente industrial e valorizada adequadamente, a margem existente apresenta-se como sendo reduzida, podendo desta forma não se revelar suficientemente motivadora para que a cogeração volte a proliferar.

Relativamente ao cenário 2, considerou-se uma hipótese de valorização dos excedentes onde estes seriam remunerados a um montante correspondente ao preço de mercado verificado na hora onde os mesmos seriam injetados na RESP (o preço considerado é relativamente mais favorável do que o aplicável a uma situação de autoconsumo prevista para as restantes tecnologias de produção elétrica ao abrigo do DL n.º 153/2014, onde os excedentes são remunerados com um montante correspondente a 90% do preço médio de mercado verificado naquele dia [77]). No entanto, a existência de excedentes deve ser evitada ao máximo sobretudo devido ao facto de o valor do preço de mercado ser, mesmo nas horas de ponta onde este usualmente se encontra num patamar mais elevado, significativamente mais reduzido do que o custo total ao qual qualquer cliente industrial adquire a energia elétrica de que necessita. Desta forma, caso exista um excedente significativo o mesmo levará a que o proveito elétrico nessa situação se reduza o que poderá ter consequências diretas na viabilidade da central. Esta revela-se de facto uma situação a ser estudada minuciosamente aquando do projeto de uma nova central de cogeração uma vez que, apesar das boas práticas do setor afirmarem que uma central deste tipo deve ser dimensionada de forma a satisfazer as necessidades térmicas existentes, caso se verifique que estas são acentuadamente dispare das elétricas e se pretenda enquadrar a central nos moldes da submodalidade A existirá a necessidade de verificar se de facto a instalação e viabilização de um sistema de cogeração se torna exequível.

Tomando em consideração os estudos legais e de viabilidade que foram realizados na presente dissertação, torna-se possível concluir que, sobretudo aquando da publicação do DL n.º 313/2001 e da restante legislação complementar, havia a pretensão administrativa de democratizar a cogeração tendo sido essa a razão principal para que tivessem sido criadas condições altamente favoráveis e que tornassem possível a viabilização deste tipo de investimento num período relativamente breve. No entanto, e apesar de atualmente a conjectura ser significativamente distinta, os reais benefícios da cogeração, de que são exemplos absolutamente inegáveis e fulcrais a poupança de energia primária, a redução das perdas nas redes, das emissões poluentes e da importação de combustíveis fósseis, não deixaram de ser verificados. Desta forma, e tendo em consideração todas as vantagens que a cogeração pode proporcionar quer ao país, quer no reforço da competitividade do local onde se encontre inserida, a mesma deveria continuar a ser promovida, algo que poderia ser conseguido através da definição de um enquadramento regulatório que proporcionasse uma rentabilidade que fosse minimamente aceitável. Tendo em conta os sucessivos apelos da Comissão Europeia nesta área, e que se encontram claros na Diretiva 2004/8/CE, na Diretiva 2012/27/UE, através dos estudos de viabilidade realizados e do conhecimento da atual legislação da cogeração em Portugal, torna-se possível afirmar que o nosso país se encontra em claro contrassenso com o que seria ambicionado. Esta discrepância vem sendo notada sobretudo nos sucessivos encerramentos de centrais e na inexistência de novos investimentos. Após uma completa análise da atual legislação e consequente realização de estudos de viabilidade, mesmo não sendo conhecida para

já a legislação complementar ao DL n.º 68-A/2015, não se espera que seja o mesmo a reverter esta situação. Desta forma, a atividade de cogeração em Portugal encontra-se numa situação preocupante na qual a dificuldade de viabilização deste tipo de projeto aliada à crise sentida tem levado à paragem completa do desenvolvimento deste setor que, tal como analisado, poderia levar a que o país conseguisse um retorno interessante a diversos níveis. [8, 11, 57]

Concluindo, apesar de teoricamente ser uma solução extremamente interessante, não será certamente o autoconsumo aliado à cogeração que irá reverter de forma clara esta situação, urgindo portanto encontrar maneiras de além de proporcionar a proliferação da cogeração em locais onde tal se justifique, não se incorrer em encargos que possam de forma alguma condicionar a situação económica do país.

## 6.2 Satisfação de Objetivos

A ausência de investimentos ao longo dos últimos anos no setor da cogeração em Portugal em conjunto com o encerramento de diversas centrais apresenta-se como sendo algo alarmante, sobretudo se forem devidamente considerados os inúmeros benefícios que este tipo de sistema é capaz de proporcionar aquando da sua devida aplicação. Nesse sentido, a presente dissertação compreendeu uma completa revisão acerca do estado da arte da cogeração e da legislação aplicável em solo nacional de forma a numa primeira abordagem poder compreender quais os possíveis motivos para esta situação menos favorável.

O objetivo primordial do trabalho consistiu na execução de um adequado estudo de viabilidade para um sistema de cogeração enquadrado numa situação de autoconsumo. Numa fase inicial, o referido estudo passou por estar enquadrado na situação mais próxima possível da pretendida ao abrigo do DL n.º 23/2010 (cenário 1). No entanto, e tendo em consideração a recente publicação do DL n.º 68-A/2015, o mesmo teve de ser replicado e devidamente adaptado (cenário 2) evitando assim a apresentação exclusiva de um estudo que fosse à partida inaplicável a novos projetos.

O presente trabalho atingiu o principal objetivo proposto, determinando a viabilidade de um sistema de autoconsumo industrial com cogeração. Adicionalmente realizou-se uma análise de viabilidade de uma central de cogeração enquadrada numa "situação tradicional" que foi comparada com a situação de autoconsumo. Em conclusão, os objetivos inicialmente propostos foram atingidos e até ultrapassados, o que permitiu obter uma adequada compreensão das diferenças existentes entre os possíveis enquadramentos legais que atualmente se encontram disponíveis para novos projetos de cogeração.

## 6.3 Trabalhos Futuros

A presente dissertação desenvolveu vários estudos de viabilidade para uma central de cogeração que teria por base a utilização de gás natural como combustível. A justificação para esta opção prendeu-se sobretudo nos dados que foram fornecidos e no facto deste tipo de combustível ser atualmente empregue em mais de 70% das centrais existentes em solo nacional. No entanto, e

tendo em consideração quer o amplo potencial existente na floresta nacional, quer as conclusões a que se chegou acerca da dificuldade inerente à viabilização de novas centrais a gás natural, seria extremamente interessante compreender se de facto existe o potencial e a viabilidade necessária para que se incremente a aposta em unidades de cogeração que tenham por base a utilização de combustíveis renováveis, nomeadamente da biomassa.

Adicionalmente a este estudo, e tendo em consideração o que se encontra patente no artigo 26.º do DL n.º 68-A/2015, tornar-se-à também relevante analisar detalhadamente as conclusões do estudo que a DGEG chegará acerca do potencial de aplicação de cogeração e de microcogeração de elevada eficiência em Portugal, bem como do emprego desse tipo de cogeração em sistemas que visam responder de forma adequada a uma procura economicamente justificável de calor e/ou frio útil. Tendo em consideração as conclusões acerca da viabilidade que foram alcançadas com a realização desta dissertação, será sobretudo importante analisar em detalhe no estudo mencionado quais os entraves ao atingimento do potencial nacional de cogeração de elevada eficiência, bem como compreender quais as possibilidades existentes para a ultrapassagem dos mesmos. Ainda acerca do exposto na atual legislação que tutela o setor da cogeração em solo nacional seria interessante compreender de que forma é que o referido no artigo 12.º, relativo à possibilidade de unidades de cogeração fornecerem serviços de sistema, se revelaria propício à obtenção de incrementos no valor total da cogeração.

Finalmente, e tendo em consideração a recente queda abrupta ao nível da potência instalada em cogeração, seria interessante compreender que impactos advêm destes encerramentos, nomeadamente ao nível do sistema elétrico nacional, uma vez que estes acarretam uma redução na quantidade de produção distribuída, e ao nível da economia nacional uma vez que, tal como analisado, além da cogeração se encontrar maioritariamente inserida em empresas exportadoras, a mesma contribui para a redução da importação de combustíveis fósseis, contribuindo assim para a redução da dependência da economia portuguesa face a países que, na sua maioria, são caracterizados pela sua instabilidade.

## Anexo A

# Procedimento necessário ao cálculo da tarifa de referência ( $T_{ref_m}$ )

Tendo como ponto de partida o artigo 5.º da Portaria n.º 325-A/2012, tornou-se possível concluir que foi pretendido que a tarifa de referência aplicável fosse distinta consoante a tecnologia empregue, a potência da instalação e sobretudo que fosse baseada no princípio dos custos evitados. Assim sendo, e como se pode observar na tabela A.1, foram definidos 8 escalões sendo que o valor da tarifa aplicável seria análogo para cogerações que se encontrem dentro do mesmo escalão. [73]

Tabela A.1: Instalações de cogeração de referência. [80]

Tecnologia	Escalão [MW]
GN $P \leq 10$ MW	5
GN $10 \text{ MW} < P \leq 20$ MW	15
GN $20 \text{ MW} < P \leq 50$ MW	35
GN $P > 50$ MW	75
Fuel $P \leq 10$ MW	5
Fuel $P > 10$ MW	<sup>(1)</sup> 15
Renovável $P \leq 2$ MW	1
Renovável $P > 2$ MW	<sup>(1)</sup> 25

Tendo então por base as expressões presentes no anexo da Portaria n.º 140/2012 e as correções posteriormente efetuadas à mesma, a fórmula geral de cálculo da tarifa de referência aplicável a centrais de cogeração é [71]:

$$T_{ref_m} = \frac{\frac{PF_m + PV_m + PA_m}{1 - LEV}}{EEC_m} \quad (\text{A.1})$$

Nesta expressão [71, 73, 80]:

- $T_{ref_m}$  representa a remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês “m”. [€/MWh]
- $PF_m$  representa a parcela fixa da remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês “m”. [€]
- $PV_m$  representa a parcela variável da remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês “m”. [€]
- $PA_m$  representa a parcela ambiental da remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês “m”. [€]
- $LEV$  representa as perdas, nas redes de transporte e de distribuição que são evitadas pela instalação de cogeração de referência. [%]
- $EEC_m$  representa a energia fornecida à rede do SEN pela instalação de referência, no mês “m”, excluída dos consumos auxiliares. [MWh/mês]

Acerca desta expressão é importante ter em consideração que o valor aplicável no parâmetro  $LEV$  encontra-se dependente do tipo de tecnologia e da potência, sendo que o seu valor pode ser determinado através da análise da tabela A.2, que de seguida se apresenta.

Tabela A.2: Valores aplicáveis ao parâmetro  $LEV$ . [80]

Tecnologia	LEV
GN $P \leq 10$ MW	6%
GN $10 \text{ MW} < P \leq 20$ MW	2%
GN $20 \text{ MW} < P \leq 50$ MW	0%
GN $P > 50$ MW	0%
Fuel $P \leq 10$ MW	6%
Fuel $P > 10$ MW	2%
Renovável $P \leq 2$ MW	6%
Renovável $P > 2$ MW	0%

Ainda acerca da expressão A.1, que permite o cálculo da tarifa de referência, deve ser mencionado que o parâmetro  $EEC$  apresenta um valor fixo, que pode ser encontrado na tabela A.3, e que é apenas dependente do tipo de instalação de referência em que a central de cogeração em consideração em análise se insira.

Tabela A.3: Valores aplicáveis ao parâmetro EEC. [80]

Tecnologia	Escalão [MW]	Horas (ano)	EEC <sub>ano</sub> [MWh/ano]	EEC <sub>m</sub> [MWh/mês]
GN $P \leq 10$ MW	5	4.000	20.000	1.667
GN $10 \text{ MW} < P \leq 20$ MW	15	6.000	90.000	7.500
GN $20 \text{ MW} < P \leq 50$ MW	35	7.000	245.000	20.417
GN $P > 50$ MW	75	7.000	525.000	43.750
Fuel $P \leq 10$ MW	5	4.000	20.000	1.667
Fuel $P > 10$ MW	15	6.000	90.000	7.500
Renovável $P \leq 2$ MW	1	4.000	4.000	333
Renovável $P > 2$ MW	25	7.500	187.500	15.625

### A.0.1 Parcela Fixa da remuneração aplicável a instalações de cogeração ( $PF_m$ )

Tendo sido apresentada a expressão de cálculo da tarifa de referência é possível observar que a mesma é composta por três parcelas (fixa, variável e ambiental) que, de seguida, serão analisadas de maneira a que se compreenda mais facilmente a origem das mesmas bem como a sua constituição.

Começando pela parcela fixa, a mesma pode ser calculada através da seguinte expressão [71]:

$$PF_m = PF(U_{ref}) \times P \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (\text{A.2})$$

Onde [71, 80]:

- $PF(U_{ref})$  corresponde à anualização do custo unitário de investimento em novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração que assegure a mesma garantia de potência no trimestre do mês “m”. Considera-se nesta parcela que os meios de produção evitados são o ciclo combinado a gás natural e a eólica, numa proporção 50/50 e considerando ainda que os investimentos anuais nestas tecnologias são de 20000 €/MW/ano e de 80000 €/MW/ano, respetivamente. [€/MW/mês]
- $P$  corresponde ao valor da potência elétrica instalada. Na fórmula apresentada, o seu valor corresponde ao valor de potência do escalão de cogeração de referência. [MW]
- $IPC_m$  corresponde ao índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no último mês imediatamente anterior ao trimestre do mês “m”.
- $IPC_{ref}$  corresponde ao índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro de 2011. Toma o valor de 98.514 para base 100 em 2012.

#### A.0.1.1 Parcela $PF(U_{ref})$

Acerca do cálculo da parcela  $PF(U_{ref})$  presente na equação A.2, a mesma é determinada tendo em consideração as horas de funcionamento esperadas do tipo de central de cogeração em causa.

Assim sendo, e aplicado a expressão que se pode observar de seguida, obtêm-se os valores de  $PF(U_{ref})$  apresentados na tabela A.4.

Tabela A.4: Expressão de cálculo e valores aplicáveis para cada tipo de central de cogeração da parcela  $PF(U_{ref})$ . [80]

Ciclo Combinado			Eólica		
€/MW	Vida [anos]	Horas/ano	€/MW	Vida [anos]	Horas/ano
500.000	25	6.000	1.200.000	15	2.150

$$PF(U)_{ref} = \frac{50\% \times \left( \frac{500000}{25} \times \frac{\text{Horas}}{6000} \right) + 50\% \times \left( \frac{1200000}{15} \times \frac{\text{Horas}}{2150} \right)}{12 \text{ meses}}$$
  

Tecnologia	Horas (ano)	$PF(U)_{ref}$ [€/MW/mês]
GN $P \leq 10$ MW	4.000	6.757
GN $10 \text{ MW} < P \leq 20$ MW	6.000	10.136
GN $20 \text{ MW} < P \leq 50$ MW	7.000	11.825
GN $P > 50$ MW	7.000	11.825
Fuel $P \leq 10$ MW	4.000	6.757
Fuel $P > 10$ MW	6.000	10.136
Renovável $P \leq 2$ MW	4.000	6.757
Renovável $P > 2$ MW	7.500	12.670

## A.0.2 Parcela Variável da remuneração aplicável a instalações de cogeração ( $PV_m$ )

Passando agora para o cálculo da parcela variável, a mesma pode ser determinada através da aplicação da seguinte expressão [71]:

$$PV_m = PVC_m + PVR_m + PVO_m \quad (\text{A.3})$$

Nesta fórmula [71, 80]:

- $PVC_m$  traduz a parcela variável correspondente a despesas com combustível. [€]
- $PVR_m$  traduz a parcela variável correspondente a despesas evitadas nas redes a montante. [€]
- $PVO_m$  traduz a parcela variável correspondente a outras despesas. [€]

De maneira a clarificar os elementos constituintes desta parcela variável da tarifa de referência, apresentar-se-ão de seguida as fórmulas que permitem obter o valor de cada uma delas.

### A.0.2.1 Parcela Variável de despesas com combustível para instalações de cogeração não renováveis ( $PVC_m$ )

Começando então pela parcela variável correspondente às despesas com combustível, a mesma apresenta-se distinta consoante a central de cogeração em causa utilize, ou não, combustíveis renováveis para o seu funcionamento. Para o caso de unidades que tenham por base a utilização

de combustíveis não renováveis, a parcela variável correspondente à utilização de combustível pode ser calculada através da seguinte equação [71]:

$$PVC_m = PVC(U)_{ref} \times IPVC_m \times EEC_m \quad (A.4)$$

Nesta equação [71, 80]:

- $PVC(U)_{ref}$  é o valor de referência para  $PVC_m$  correspondente aos custos com combustível em meios de produção que são evitados pela instalação de cogeração. Toma o valor de 33.30 €/MWh.
- $IPVC_m$  é o indexante de  $PVC(U)_{ref}$  relativo ao trimestre do mês “m”.
- $EEC_m$  é a energia fornecida à rede do SEN pela instalação de cogeração, no mês “m” excluída dos consumos necessários aos serviços auxiliares. [MWh]

Quanto ao valor do referido indexante que é utilizado na equação anterior, o mesmo pode ser calculado através do emprego da expressão A.5 [71].

$$IPVC_m = 0.55 \times BRENT_m \times \frac{TCUSD_{ref}}{BRENT_{ref} \times TCUSD_m} + 0.45 \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (A.5)$$

Sendo assim, nesta expressão [73, 80]:

- $BRENT_m$  corresponde à média dos valores do *Crude Oil Brent* publicados pela *Energy Information Administration – Official Energy Statistics from US Government (EIA)*, nos dois trimestres anteriores ao trimestre que inclui o mês “m”. [USD/Bbl]
- $BRENT_{ref}$  corresponde à média dos valores do *Crude Oil Brent* publicados pela *EIA* no último semestre de 2011. Toma o valor de 111.40 USD/Bbl.
- $TCUSD_m$  corresponde à média das taxas de câmbio entre o dólar dos EUA, verificadas durante o último mês imediatamente anterior ao início do trimestre do mês “m”, publicadas pelo Banco de Portugal e arredondada à quarta casa decimal.
- $TCUSD_{ref}$  corresponde à média das taxas de câmbio entre o dólar dos EUA e o euro, publicadas pelo Banco de Portugal durante o mês de Dezembro de 2011. Toma o valor de 1.3179.

#### A.0.2.2 Parcela Variável da remuneração aplicável a instalações de cogeração renováveis( $PV_m$ )

Por sua vez, para o caso de unidades que tenham por base a utilização de combustíveis renováveis, a parcela variável correspondente à utilização de combustível pode ser calculada através da aplicação da equação A.6. [71]



$$PVC_m = PVC(U)_{ref} \times IPV C_m \times EEC_m \times \left(1 - \frac{CR}{C}\right) + PV(U)_{ref} \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \times EEC_m \times \frac{CR}{C} \quad (A.6)$$

Nesta equação [71, 80]:

- $\frac{CR}{C}$  corresponde à percentagem de combustível renovável consumido, face ao total de combustível consumido. Apresenta o valor de 0.95.
- $PV(U)_{ref}$  corresponde ao valor de referência da parcela variável aplicável a centrais que consomem exclusivamente energia primária renovável. Toma o valor de 24.90 €/MWh.

#### A.0.2.3 Parcela Variável correspondente a despesas evitadas nas redes a montante ( $PVR_m$ )

Passando agora para a parcela variável de redes aplicável no trimestre do mês “m” ( $PVR_m$ ), a mesma pode ser determinada através da seguinte expressão [71]:

$$PVR_m = PVR(U)_{ref} \times KPVR \times EEC_{pc,m} \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (A.7)$$

Na expressão anteriormente apresentada [71, 80]:

- $PVR(U)_{ref}$  representa o valor de referência para  $PVR_m$  que traduz o somatório dos custos de operação e manutenção das redes, bem como os custos de investimento em novos meios de rede que são evitados pela construção da central de cogeração. Toma o valor de 20.30 €/MWh.
- $KPVR$  representa um coeficiente adimensional que traduz a existência ou a inexistência de custos evitados para a rede. Este, como de seguida se demonstra, apresenta valores diferentes consoante a potência do escalão de cogeração de referência (POT).
  - $KPVR = 1$ , se  $POT \leq 20$  MW.
  - $KPVR = 1 - 1/30 \times (POT - 20)$ , se  $20 \text{ MW} \leq POT \leq 50$  MW.
  - $KPVR = 0$ , se  $POT > 50$  MW.
- $EEC_{pc,m}$  é a energia fornecida ao SEN durante as horas de cheia e de ponta, do mês “m”, excluída dos consumos auxiliares. [MWh]

#### A.0.2.4 Parcela Variável correspondente a outras despesas ( $PVO_m$ )

O último elemento constituinte da parcela variável corresponde à parcela variável com outras despesas no trimestre do mês “m” ( $PVO_m$ ). Esta componente pode então ser calculada através do recurso à seguinte fórmula [71]:

$$PVO_m = PVO(U)_{ref} \times EEC_m \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (A.8)$$

Na fórmula anteriormente apresentada [71, 80]:

- $PVO(U)_{ref}$  traduz o valor de referência para  $PVO_m$  e deve ser correspondente aos outros custos, com exceção dos de combustível, que seriam necessários para a operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração. Segundo consta na lei, toma o valor de 9.75 €/MWh.

### A.0.3 Parcela ambiental da remuneração aplicável a instalações de cogeração ( $PA_m$ )

Finalmente, a última parcela a ser explicada da expressão que permite calcular a tarifa de referência aplicável a unidades de cogeração é a parcela ambiental aplicável no trimestre do mês “m”,  $PA_m$ , e que pode ser determinada através do recurso à equação A.9 que de seguida se apresenta [71].

$$PA_m = PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA \times EEC_m \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (A.9)$$

Na equação A.9, anteriormente apresentada [71, 80]:

- $PA(U)_{ref}$  corresponde ao valor de referência para  $PA_m$  e traduz a valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitida pelos novos meios de produção, cuja construção é evitada pela instalação de cogeração. Esta parcela toma, de acordo com a legislação, o valor de 0.00644 €/kg.
- $CCR_{ref}$  corresponde ao montante unitário das emissões de  $CO_2$  que são evitadas pela cogeração. Esse parâmetro tem como valor 133 g/kWh.
- $CEA$  corresponde a um coeficiente adimensional que traduz a eficiência ambiental da instalação de cogeração. Este é variável consoante a tecnologia e a potência empregues na unidade de cogeração em consideração e toma os valores que de seguida se expõem.
  - $CEA = 1.020$ , se  $P \leq 10$  MW e o combustível utilizado for GN, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo.
  - $CEA = 0.729$ , se  $P > 10$  MW e o combustível empregue for GN, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo.
  - $CEA = 0.180$ , se a instalação de cogeração utilizar como combustível o fuelóleo
  - $CEA = 0.765$ , para instalações de cogeração renovável.



## Anexo B

# Tabela de propriedades da água saturada)

Tabela B.1: Tabela de propriedades da água saturada. Adaptado.

TÁBUA DE PROPRIEDADES DA ÁGUA SATURADA							
Pressão de sat. kg/cm <sup>2</sup>	Temp. de sat. °C	Volume específico		Kcal/kg Entalpia		Entropia	
		Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor
8,00	169,4	0,00111	0,2446	171,30	660,90	0,4868	1,592
8,50	172,1	0,00111	0,2311	173,92	661,52	0,4927	1,588
9,00	174,6	0,00111	0,2188	176,44	662,04	0,4983	1,583
9,50	176,8	0,00112	0,2078	178,74	662,54	0,5036	1,579
10,00	179,0	0,00112	0,1970	181,05	662,95	0,5088	1,575
11,00	183,2	0,00113	0,1808	185,50	663,80	0,5184	1,566
12,00	187,1	0,00113	0,1663	189,71	664,61	0,5273	1,559
13,00	190,7	0,00114	0,1539	193,54	665,36	0,5355	1,553
14,00	194,1	0,00115	0,1434	197,10	665,90	0,5433	1,546



# Referências

- [1] Maria José Brenhas, Rosário Machado, e Maria Alzira Dinis. Vantagens do ciclo combinado a gás natural face a outras tecnologias de produção de energia. Estudo de caso: A central da Tapada do Outeiro, Portugal. *Revista da Faculdade de Ciência e Tecnologia*, 5:22–39, 2008. URL: <http://bdigital.ufp.pt/bitstream/10284/952/2/22-39.pdf>.
- [2] COGEN Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração). Cogeração, 2011. URL: <http://www.cogenportugal.com/ficheirosupload/BrochuraCogeraç~{a}o.pdf>.
- [3] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e da Energia. Decreto-Lei n.º 68-A/2015. *Diário da República*, 1(84):2206–(24)–2206–(52), 2015. URL: [https://www.portugal2020.pt/Portal2020/Media/Default/Docs/Legislacao/Nacional/DL68A\\_2015.pdf](https://www.portugal2020.pt/Portal2020/Media/Default/Docs/Legislacao/Nacional/DL68A_2015.pdf).
- [4] Álvaro Pinto. A Cogeração em Portugal. Em *Workshop sobre cogeração*, páginas 1–29, Porto, Portugal, 2012. COGEN Portugal.
- [5] Telmo Rocha. Cogeração {1.ª parte - Noções Gerais}. *O eletricista*, páginas 88–96, 2011. URL: <http://static5.voltimum.com/sites/www.voltimum.pt/files/pt/flipbooks/others/S/201204189302.pdf>.
- [6] André Sá. Sistemas de Cogeração. Em *Guia de aplicações de gestão de energia e eficiência energética*, chapter 6. Publindústria, Porto, Portugal, 2ª edição, 2010.
- [7] Rui Castro. Energias Renováveis e Cogeração. Em *Uma introdução às energias renováveis*, chapter 9, páginas 417–454. IST Press, 1ª edição, 2011.
- [8] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Diretiva 2004/8/CE, 2004. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0060:PT:PDF>.
- [9] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia) e Universidade de Coimbra. Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal. Relatório técnico, DGEG e Universidade de Coimbra, 2010. URL: [http://api.ning.com/files/Wzg0ZE\\*8LNXiDVruvLuFfKo7vqEJaeYmOqAoi86LbOP8ofbraDq6PhpR2fd87\\*2NkJKXjIibqnF/EstudodoPotencialdeCogeraodeElevadaEficinciaemPortugal.pdf](http://api.ning.com/files/Wzg0ZE*8LNXiDVruvLuFfKo7vqEJaeYmOqAoi86LbOP8ofbraDq6PhpR2fd87*2NkJKXjIibqnF/EstudodoPotencialdeCogeraodeElevadaEficinciaemPortugal.pdf).
- [10] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. Decreto-Lei n.º 23/2010. *Diário da República*, 1(59):934–946, 2010. URL: <http://www.edpsu.pt/pt/PRE/cogerao/RegulamentaoDocs/DL23-2010.pdf>.

- [11] Miguel Gil Mata. Últimos desenvolvimentos e obstáculos. Algumas soluções para o futuro. Em *O atual enquadramento legal da cogeração - 2ª Edição*, páginas 1–28, Porto, Portugal, 2014. COGEN Portugal.
- [12] ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Informação sobre produção em regime especial (PRE). Dados atualizados a Junho de 2014, 2014. URL: [http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info\\_mensal/SIPREinfoJun14.pdf](http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info_mensal/SIPREinfoJun14.pdf).
- [13] ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Informação sobre produção em regime especial (PRE). Dados atualizados a Dezembro de 2012, 2012. URL: [http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info\\_mensal/SIPREinfoDez12.pdf](http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info_mensal/SIPREinfoDez12.pdf).
- [14] ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Informação sobre produção em regime especial (PRE). Dados atualizados a Dezembro de 2010, 2010. URL: [http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info\\_mensal/SIPREFev11infoDez10.pdf](http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info_mensal/SIPREFev11infoDez10.pdf).
- [15] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Renováveis. Relatório técnico, Governo de Portugal, 2014. URL: [http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/er\\_dgeg\\_dez\\_2014\\_1428568167.pdf](http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/er_dgeg_dez_2014_1428568167.pdf).
- [16] APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis). 1.6 - Evolução do peso da eletricidade de origem renovável em Portugal entre 1999 e 2014 com correção do fator de hidraulicidade, 2014. URL: [http://www.apren.pt/fotos/editor2/1.6\\_evolucao\\_do\\_peso\\_da\\_electricidade\\_de\\_origem\\_renovavel\\_em\\_portugal\\_entre\\_1999\\_e\\_2013\\_com\\_correcao\\_de\\_hidraulicidadex630.jpg](http://www.apren.pt/fotos/editor2/1.6_evolucao_do_peso_da_electricidade_de_origem_renovavel_em_portugal_entre_1999_e_2013_com_correcao_de_hidraulicidadex630.jpg).
- [17] João Abel Peças Lopes. Impacto da integração da geração eólica nas redes elétricas (Redes de Distribuição e de Transporte), 2010.
- [18] Carlos Moreira. Produção Dispersa - Aspectos gerais sobre Produção Dispersa e Energias Renováveis, 2014.
- [19] Telmo Adriano Rocha Santos. *Serviços de energia aplicados à cogeração*. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2010. URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/59307?mode=full>.
- [20] COGEN Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração). Manual de apoio ao cogrador, 2009. URL: [http://www.cogenportugal.com/ficheirosUpload/Manual\\_de\\_Apoio\\_ao\\_Cogrador.pdf](http://www.cogenportugal.com/ficheirosUpload/Manual_de_Apoio_ao_Cogrador.pdf).
- [21] Galp Energia. Definição de cogeração, 2001. URL: <http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Cogeracao/Paginas/Definicao-de-cogeracao.aspx>.
- [22] André Fonseca, Bruno Coelho, Filipe Brandão, e Nuno Fulgêncio. A cogeração com motores a gás/diesel, 2013.
- [23] André Sá. Sistemas de Cogeração. *O eletricista*, páginas 36–43, 2012. URL: <http://static5.voltimum.com/sites/www.voltimum.pt/files/pt/flipbooks/others/4/20120419510201204196000.pdf>.

- [24] COGEN Europe (European association for the promotion of cogeneration). Changing the way Europe provides heat and electricity for a sustainable future. Em *Workshop sobre cogeração*, páginas 1–15, Porto, Portugal, Setembro 2012. COGEN Portugal.
- [25] CODE 2 (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe). Cogeração, uma decisão inteligente! Relatório técnico, União Europeia, Bruxelas, 2014. URL: <http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/how-to-Portuguese.pdf>.
- [26] Rui Quintans dos Santos. Transposição da diretiva europeia para a eficiência energética e a cogeração como tecnologia insubstituível de promoção da eficiência. *Renováveis Magazine*, páginas 11–12, 2015. URL: [http://www.renovaveismagazine.pt/?page\\_id=40](http://www.renovaveismagazine.pt/?page_id=40).
- [27] João Luís Azevedo. Apontamentos sobre Cogeração. Relatório técnico, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2001. URL: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779571244674/Cogera>.
- [28] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. Decreto-Lei n.º 313/2001. *Diário da República*, 1(284):8024–8027, 2001. URL: <https://dre.pt/application/dir/pdfls/2001/12/284A00/80248027.pdf>.
- [29] Rui Castro. Introdução à Cogeração. Relatório técnico, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2009. URL: [http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Cogeracao\\_ed2p0.pdf](http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Cogeracao_ed2p0.pdf).
- [30] José Carlos Barbosa. *Cálculo de electricidade de cogeração de alta eficiência*. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012. URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/60012/1/000137591.pdf>.
- [31] MSPC. Ciclo de Brayton - Introdução, 2007. URL: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0530.shtml>.
- [32] MSPC Informações Técnicas. Termodinâmica V-40, 2007. URL: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0540.shtml>.
- [33] MSPC Informações Técnicas. Ciclo Otto - Introdução, 2007. URL: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0520.shtml>.
- [34] Wikipédia. Motor de dois tempos, 2015. URL: [http://pt.wikipedia.org/wiki/Motor\\_de\\_dois\\_tempos](http://pt.wikipedia.org/wiki/Motor_de_dois_tempos).
- [35] Ana Filipa França e Luís Pedro Caseiro. Cogeração e Trigerção, 2008. URL: <http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Trigeracao.pdf>.
- [36] João Francisco Palmeiro, Miguel Gil Mata, e José Armando Marques. Cogeração - A escolha da tecnologia. *O eletricista*, páginas 102–106, 2011. URL: <http://static.voltimum.com/sites/www.voltimum.pt/files/pt/flipbooks/others/W/201204187493.pdf>.
- [37] Alfredo Verónico Silva e Pedro Manuel Costa. Cogeração e Trigerção. Um caso prático. *Neutro à Terra*, (9):47–53, 2012. URL: [http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/3630/1/ART\\_AlfredoSilva\\_2012\\_NAT.pdf](http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/3630/1/ART_AlfredoSilva_2012_NAT.pdf).



- [38] Farmatic. Sistemas de armazenamento de energia térmica para aplicação pública, industrial e agrícola, 2014. URL: <http://www.farmatic.com/nc/en/download.html?cid=622&did=1035&sechash=8a211877>.
- [39] International District Energy Association. Thermal Storage in District Heating Systems, 2013. URL: <http://www.districtenergy.org/assets/pdfs/03AnnualConference/Monday-A/A4.1OVERBYERamboll-A4ThermalStoresinDH-slidesonly.pdf>.
- [40] Elnaz Abdollahi, Haichao Wang, Samuli Rinne, e Risto Lahdelma. Optimization of energy production of a CHP plant with heat storage. 2014. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7018636>.
- [41] State of Green. Heat Accumulator for CHP plants. URL: <https://stateofgreen.com/en/profiles/ramboll/solutions/heat-accumulator-for-chp-plants>.
- [42] COGEN Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração). Cogeração em Portugal, 2015. URL: [http://www.cogenportugal.com/general\\_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2](http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2).
- [43] Ricardo Rodrigues. A cogeração e a eficiência energética do lado da oferta. Em *16ª Conferência COGEN Portugal*, páginas 1–20, Lisboa, Portugal, Setembro 2014. COGEN Portugal.
- [44] ATEHP - Associação de Técnicos de Engenharia Hospitalar Portugueses. Cogeração no Hospital S.João já é uma realidade, 2011. URL: [http://www.atehp.pt/catalogo\\_noticias.php?ID=119](http://www.atehp.pt/catalogo_noticias.php?ID=119).
- [45] ULSM (Unidade Local de Saúde de Matosinhos). ULSM no caminho da racionalização energética, 2010. URL: <http://www.ulsm.min-saude.pt/servicecontent.aspx?menuid=474&submenu=692>.
- [46] Sysmaker. Cogeração nos Hospitais S. João, S. Bernardo e S. André, 2010. URL: [http://www.sysmaker.eu/index.php?option=com\\_content&view=article&id=106:hospitais&catid=34:noticias&Itemid=81&lang=pt](http://www.sysmaker.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=106:hospitais&catid=34:noticias&Itemid=81&lang=pt).
- [47] EDP (Energias de Portugal). Horários Média Tensão, 2015. URL: <http://www.edpsu.pt/pt/empresas/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosMT.aspx>.
- [48] APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis). 1.2 – Peso das fontes de produção de eletricidade em Portugal em 2013 (com correção do fator de hidraulicidade), 2014. URL: [http://www.apren.pt/fotos/editor2/1.2\\_peso\\_das\\_fontes\\_de\\_producao\\_de\\_electricidade\\_em\\_portugal\\_em\\_2014\\_633\\_com\\_correcao\\_de\\_hidraulicidade.jpg](http://www.apren.pt/fotos/editor2/1.2_peso_das_fontes_de_producao_de_electricidade_em_portugal_em_2014_633_com_correcao_de_hidraulicidade.jpg).
- [49] REN (Redes Energéticas Nacionais). Estatística Diária - SEN, 2015. URL: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>.
- [50] REN (Redes Energéticas Nacionais). Diagramas da Produção em Regime Especial, 2015. URL: [http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/ED\\_PREs.aspx?Date=23-02-2015](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/ED_PREs.aspx?Date=23-02-2015).

- [51] Lúcia Duarte. Auditorias não detetam falsas cogerações. *Água e Ambiente*, 168(Novembro):19–19, 2012. URL: <http://www.cogenportugal.com/eventos/ev41/Água&Ambiente.pdf>.
- [52] Elisabete Felismino. Mudança na lei leva ao fecho de 40 centrais de cogeração desde 2013. *Económico*, (13-02-2015):1–2, 2015. URL: [http://www.cogenportugal.com/ficheirosUpload/DE\\_13\\_02\\_2015\\_a.pdf](http://www.cogenportugal.com/ficheirosUpload/DE_13_02_2015_a.pdf).
- [53] ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Regulamento n.º 561/2014. *Diário da República*, 2(246):32154–32263, 2014. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRCDR.pdf>.
- [54] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei n.º 215-A/2012. *Diário da República*, 1(194):5588–(2)–5588–(2)45, 2012. URL: <http://dre.tretas.org/pdfs/2012/10/08/dre-306454.pdf>.
- [55] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei n.º 25/2012. *Diário da República*, 1(26):589–590, 2012. URL: <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2012/02/02600/0058900590.pdf>.
- [56] Miguel Gil Mata. Principais alterações ao regime jurídico da cogeração e impactos na actual e futura actividade de cogeração. Dúvidas de interpretação e dificuldades de implementação do DL 68-A/2015. Em *A transposição da diretiva da eficiência energética e o novo regime jurídico da cogeração*, páginas 1–33, Porto, Portugal, 2015. COGEN Portugal.
- [57] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Diretiva 2012/27/UE, 2012. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:PT:PDF>.
- [58] COGEN Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração). Associação Cogen Portugal, 2015. URL: [http://www.cogenportugal.com/general\\_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=1&type=2](http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=1&type=2).
- [59] Wilson Júnior. *Viabilidade técnica e económica de implantação de cogeração no setor de beneficiamento da madeira*. Tese de doutoramento, Universidade Católica do Paraná, Paraná, 2004. URL: [http://www.biblioteca.pucpr.br/tede/tde\\_busca/arquivo.php?codArquivo=986](http://www.biblioteca.pucpr.br/tede/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=986).
- [60] CODE 2 (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe). About, 2014. URL: <http://www.code2-project.eu/about/>.
- [61] CODE 2 (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe). CODE 1, 2014. URL: <http://www.code2-project.eu/code1/>.
- [62] CODE (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe). Introduction to the new CODE 2 project, 2012. URL: <http://www.code-project.eu/home/about-code/introduction-to-the-new-code2-project/>.
- [63] COGEN Europe (European association for the promotion of cogeneration). What is cogeneration?, 2013. URL: [http://www.cogeneurope.eu/what-is-cogeneration\\_19.html](http://www.cogeneurope.eu/what-is-cogeneration_19.html).

- [64] DBDH (Danish Board of District Heating). District heating history. URL: <http://dbdh.dk/district-heating-history/>.
- [65] Brazbiz (Business in Brazil). O que é "O Caso Dinamarquês"? URL: <http://www.brazbiz.dk/br/brazdan-cleanconf-09/o-que-e-o-caso-dinamarques/>.
- [66] IEA (International Energy Agency). Combined Heat and Power - Evaluating the benefits of greater global investment. Relatório técnico, IEA, Paris, França, 2008. URL: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp\\_report.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf).
- [67] DBDH (Danish Board of District Heating). Characteristics. URL: <http://dbdh.dk/characteristics/>.
- [68] DBDH (Danish Board of District Heating). Technology and Cases. URL: <http://dbdh.dk/technology-and-cases/>.
- [69] CODE 2 (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe). Case study factsheet Skagen, Denmark, 2014. URL: [http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/CODE2-BPC-DK-Skagen\\_ag-v1.pdf](http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/CODE2-BPC-DK-Skagen_ag-v1.pdf).
- [70] Assembleia da República. Lei n.º 19/2010. *Diário da República*, 1(163):3660–3661, 2010. URL: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/Lei192010.pdf>.
- [71] Ministério da Economia e do Emprego. Portaria n.º 140/2012. *Diário da República*, 1(93):2520–2525, 2012. URL: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/Portaria1402012.pdf>.
- [72] Secretaria-Geral. Declaração de Retificação n.º 35/2012. *Diário da República*, 1(133):3599–3599, 2012. URL: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/DR352012Cogeraç~{a}o.pdf>.
- [73] Ministério da Economia e do Emprego. Portaria n.º 325-A/2012. *Diário da República*, 1(200):5902–(2)–5908–(5), 2012. URL: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/Port325-A2012-Cogeraç~{a}o.pdf>.
- [74] Secretaria-Geral. Declaração de Retificação n.º 66/2012. *Diário da República*, 1(225):6677–6678, 2012. URL: <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2012/11/22500/0667706678.pdf>.
- [75] Presidência do Conselho de Ministros e Ministério da Economia e do Emprego. Portaria n.º 121/2013. *Diário da República*, 1(61):1881–1882, 2013. URL: <http://www.edpsu.pt/pt/PRE/cogeracao/RegulamentaoDocs/PT121-2013.pdf>.
- [76] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Directiva 2006/123/CE, 2006. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:376:0036:0068:pt:PDF>.
- [77] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e da Energia. Decreto-Lei n.º 153/2014. *Diário da República*, 1(202):5298–5311, 2014. URL: [http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Decreto-Lei\\_153-2014\\_20Out.pdf](http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Decreto-Lei_153-2014_20Out.pdf).

- [78] Bruno Caetano. A EEGO e a Emissão das Garantias e Certificados de Origem da Cogeração - Aspectos Operacionais. Em *Certificados e garantias de origem e o manual da EEGO*, páginas 1–38, Porto, Portugal, Dezembro 2012. COGEN Portugal.
- [79] Mahmoud Abu-Ebid. Interpretation of New Guidelines to CHP Directive, 2010. URL: <http://www.code-project.eu/wp-content/uploads/2009/05/Interpretation-of-New-Guidelines-to-CHP-Directive.pdf>.
- [80] Rui Quintans dos Santos. Método de cálculo das tarifas de venda de eletricidade. Em *O atual enquadramento legal da cogeração - 2ª Edição*, páginas 1–30, Porto, Portugal, 2014. COGEN Portugal.
- [81] Miguel Gil Mata e David Nossa. Novo enquadramento legal para a cogeração em Portugal: DL 23/2010 e Portaria 140/2012, 2012. URL: [http://www.cogenportugal.com/docs/Sess~{a}odeEsclarecimento-06dejunho\\_final.pdf](http://www.cogenportugal.com/docs/Sess~{a}odeEsclarecimento-06dejunho_final.pdf).
- [82] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e da Energia. Portaria n.º 58/2002. *Diário da República*, 1(12):303–307, Janeiro 2002. URL: <https://dre.pt/application/dir/pdfls/2002/01/012B00/03030307.pdf>.
- [83] Platt's Oilgram Price Report. Oilgram Price Report, 2015. URL: <http://www.platts.com/products/oilgram-price-report>.
- [84] EIA (Energy Information Administration). Europe Brent Spot Price FOB, 2015. URL: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=rbrte&f=m>.
- [85] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 5/2012, 2012.
- [86] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 1/2013, 2013.
- [87] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 3/2013, 2013.
- [88] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 4/2013, 2013.
- [89] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 8/2013, 2013.
- [90] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 1/2014, 2014.
- [91] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 4/2014, 2014.
- [92] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 6/2014, 2014.
- [93] DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Despacho n.º 8/2014, 2014.
- [94] Banco de Portugal. Taxas de câmbio de referência diárias, 2015. URL: <https://www.bportugal.pt/pt-PT/Estatisticas/DominiosEstatisticos/EstatisticasCambiais/Paginas/Taxasdereferenciadiarias.aspx>.
- [95] INE (Instituto Nacional de Estatística). Atualização de Valores com Base no IPC, 2015. URL: <https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ipc>.
- [96] Maria José Santo. O novo enquadramento legal da Cogeração. Em *Certificados e garantias de origem e o manual da EEGO*, páginas 1–23, Porto, Portugal, 2012. COGEN Portugal.

- [97] Manuel Azevedo e Manuel Cruz. A evolução do défice tarifário em Portugal. *Neutro à terra*, páginas 15–21, 2013. URL: [http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/3583/1/ART\\_ManuelAzevedo\\_2013\\_NAT.pdf](http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/3583/1/ART_ManuelAzevedo_2013_NAT.pdf).
- [98] OMIE (Polo Espanhol do Operador de Mercado Ibérico). 2014 – Mínimo, médio e máximo preço de cessação do mercado diário – Sistema: Mibel, 2014. URL: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.
- [99] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei n.º 215-A/2012. *Diário da República*, 1(194):5588–(2)–5588–(45), 2012. URL: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/DL215A2012.pdf>.
- [100] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei n.º 215-B/2012. *Diário da República*, 1(194):5588–(45)–5588–(133), 2012. URL: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/DL215B2012.pdf>.
- [101] Vanda Cascão. A Diretiva da Eficiência Energética - principais linhas de orientação e a sua transposição para o direito interno. Em *A transposição da diretiva da eficiência energética e o novo regime jurídico da cogeração*, páginas 1–25, Porto, Portugal, 2015. COGEN Portugal.
- [102] Agência Lusa. Legislação sobre eficiência energética aprovada em breve, 2015. URL: <http://www.noticiasaoiminuto.com/pais/353230/legislacao-sobre-eficiencia-energetica-aprovada-em-breve>.
- [103] Cláudio Monteiro. Autoconsumo, na perspetiva de consumidores industriais, e não só. Em *Autoconsumo: oportunidades para consumidores domésticos e industriais*, páginas 1–46, Porto, Portugal, Outubro 2014. Voltimum.
- [104] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e da Energia. Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída, 2014. URL: <http://www.lusosol.com/pdf/EnquadProdDistri.pdf>.
- [105] Governo de Portugal. Comunicado do Conselho de Ministros de 19 de Março de 2015, 2015. URL: <http://www.portugal.gov.pt/pt/os-ministerios/ministro-da-presidencia-e-dos-assuntos-parlamentares/documentos-oficiais/20150319-cm-comunicado.aspx>.
- [106] João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Silva, e Maria Teresa Ponce de Leão. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. Porto, Portugal, 1.<sup>a</sup> edição, 2002.
- [107] REN (Redes Energéticas Nacionais). Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha, 2015. URL: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfoOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>.
- [108] Comissão Europeia. Decisão de Execução 2011/877/UE, 2011. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:343:0091:0096:PT:PDF>.
- [109] Translatores Café. Converter kilowatt [kW] <-> kilocaloria/hora [kcal/h], 2015. URL: [http://www.translatorscafe.com/cafe/PT/units-converter/power/7-36/kilowatt-kilocalorie\\_\(IT\)/hour/](http://www.translatorscafe.com/cafe/PT/units-converter/power/7-36/kilowatt-kilocalorie_(IT)/hour/).

- [110] Converter Unidades. Conversor de Unidades, 2015. URL: <http://www.converter-unidades.info/conversor-de-unidades.php?tipo=energia>.
- [111] GE Energy. Jenbacher – type 6, 2013. URL: [http://site.ge-energy.com/prod\\_serv/products/ recip\\_engines/en/downloads/ETS\\_E\\_T6\\_10\\_screen\\_August2010.pdf](http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/ recip_engines/en/downloads/ETS_E_T6_10_screen_August2010.pdf).
- [112] EFA (Energy Foundation China). Levelized Cost of Energy Calculation Methodology and Sensitivity, 2010. URL: [http://www.efchina.org/Attachments/Report/reports-efchina-20110128-en/LevelizedCostofEnergyCalculation\\_BV\\_EN.pdf](http://www.efchina.org/Attachments/Report/reports-efchina-20110128-en/LevelizedCostofEnergyCalculation_BV_EN.pdf).
- [113] Diogo José Filipe. *Uma reanálise do ponto de vista económico de Centrais Fotovoltaicas*. Tese de mestrado, Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra, 2015. URL: <https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/28563/1/Dissertaç~{a}odemestrado-DiogoFilipe-MestradoGest~{a}oFEU.pdf>.
- [114] André Manuel Alves. *Estimativa horária de custo real de produção de electricidade*. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, 2012. URL: <http://paginas.fe.up.pt/~ee07284/wp-content/uploads/2012/06/Vers~{a}o-Provisória-André-Alves22.pdf>.
- [115] ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Tarifas de acesso às redes, 2013. URL: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosAcesso\\_2014.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosAcesso_2014.pdf).
- [116] ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Regulamento n.º 468/2012. *Diário da República*, 2(218):36849–36951, 2012. URL: <https://dre.pt/application/dir/pdf2sdip/2012/11/218000000/3684936951.pdf>.
- [117] EDP (Energias de Portugal). Novas regras de faturação de energia reativa, 2015. URL: <https://www.edp.pt/pt/empresas/informacoesuteis/Pages/novasRegrasEnergiaReativa.aspx>.
- [118] João Paulo Tomé Saraiva. Tarifas em Portugal Continental - Parte II, 2014.
- [119] João Paulo Tomé Saraiva. Construção de Tarifas Aditivas, 2014.
- [120] ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Diretiva n.º 25/2013. *Diário da República*, 2(250):36770–36832, 2014. URL: <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2012/02/02600/0058900590.pdf>.